

DESENVOLVIMENTO DE APOIO À DECISÃO OPERACIONAL – PREVISÃO DE CURTO PRAZO DE GERAÇÃO DISTRIBUÍDA DE TECNOLOGIA EÓLICA LIGADA À RND

JOSÉ FILIPE DIAS NUNES



Departamento de Engenharia Eletrotécnica

Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2014

Relatório elaborado para satisfação parcial dos requisitos da Unidade Curricular de DSEE -
Dissertação do Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

Candidato: José Filipe Dias Nunes, Nº 1090321, 1090321@isep.ipp.pt

Orientação científica: Sandra Cristina De Faria Ramos, sfr@isep.ipp.pt

Empresa: EDP Distribuição

Supervisão: Eng. Marta Oliveira, martaoliveira@edp.pt



Departamento de Engenharia Eletrotécnica
Mestrado em Engenharia Eletrotécnica – Sistemas Elétricos de Energia

2014

Aos meus pais, irmão e cunhada.

Agradecimentos

É com imenso prazer que aproveito estes agradecimentos para homenagear e agradecer a todas as instituições e pessoas que tornaram possível a realização desta dissertação, nomeadamente:

Aos orientadores do ISEP, a Professora Doutora Sandra Ramos e o coorientador o Professor Doutor Nuno Gomes pela sua disponibilidade, orientações, conselhos e sugestões que foram prestando positivamente ao longo do trabalho.

À Orientadora na EDP Distribuição, a Engenheira Marta Oliveira pela sua disponibilidade e cooperação no desenrolar do trabalho, bem como a todos os colegas do departamento de estudos de rede Eng. Tiago, Eng. Carlos, Eng. Ricardo e ao Sr. Nelson pelo acolhimento na organização.

Ao Engenheiro Vítor Fonseca, da EDP renováveis pelo fornecimento de dados históricos de um parque eólico para assim ser possível a realização deste trabalho.

À Engenheira Carina Morais da EDP Distribuição e à Professora Doutora Teresa Nogueira, diretora do mestrado, pela oportunidade deste estágio académico e experiência numa das empresas do sector energético a nível mundial.

À minha Família, nomeadamente aos meus pais, irmão e cunhada que sempre contribuíram para a minha formação profissional e pessoal.

Aos meus colegas de estágio na EDP e colegas de mestrado pela sua camaradagem e participação na discussão de alguns temas relevantes para este trabalho.

Aos meus compadres Sérgio Pinho, Filipe Carvalho, Jota Ferreira, Fábio Pascoal, Tiago Ferraz, Nuno Pinho, Miguel “Xuxo” Costa e João Valentino.

Resumo

No contexto da penetração de energias renováveis no sistema elétrico, Portugal ocupa uma posição de destaque a nível mundial, muito devido à produção de eólica. Com um sistema elétrico com forte presença de fontes de energia renováveis, novos desafios surgem, nomeadamente no caso da energia eólica pela sua imprevisibilidade e volatilidade. O recurso eólico embora seja ilimitado não é armazenável, surgindo assim a necessidade da procura de modelos de previsão de produção de energia elétrica dos parques eólicos de modo a permitir uma boa gestão do sistema.

Nesta dissertação apresentam-se as contribuições resultantes de um trabalho de pesquisa e investigação sobre modelos de previsão da potência elétrica com base em valores de previsões meteorológicas, nomeadamente, valores previstos da intensidade e direção do vento. Consideraram-se dois tipos de modelos: paramétricos e não paramétricos. Os primeiros são funções polinomiais de vários graus e a função sigmoide, os segundos são redes neuronais artificiais.

Para a estimação dos modelos e respetiva validação, são usados dados recolhidos ao longo de dois anos e três meses no parque eólico do Pico Alto de potência instalada de 6 MW.

De forma a otimizar os resultados da previsão, consideram-se diferentes classes de perfis de produção, definidas com base em quatro e oito direções do vento, e ajustam-se os modelos propostos em cada uma das classes.

São apresentados e discutidos resultados de uma análise comparativa do desempenho dos diferentes modelos propostos para a previsão da potência.

Palavras-Chave

Modelos de previsão de energia eólica, energia eólica, parametrização, redes neuronais artificiais, modelo de curva de potência

Abstract

In the context of the penetration of renewable energy in the electricity system, Portugal occupies a prominent position in the world, largely due to wind production. With an electrical system with a strong presence of renewable energy sources, new challenges arise, particularly in the case of wind energy for its unpredictability and volatility. The wind resource limit although it is not storable, thus resulting in the necessity of searching production prediction models of electric energy of the wind farms to allow good management of the system.

This thesis presents the contributions resulting from a research work and research on electric power forecasting models based on weather forecasts values, in particular, provided the intensity values and wind direction. We considered two types of models: parametric and nonparametric. The former are polynomial functions of various degrees and the sigmoid function, the latter are artificial neural networks.

For the estimation of models and respective validation, are used data collected over two years and three months on the wind farm of the Pico Alto installed capacity of 6 MW.

In order to optimize the results of the forecast, we consider different classes of production profiles, defined on the basis of four eight wind directions, and adjust the proposed models in each class.

Are presented and discussed results of a performance comparison of the different models proposed for the prediction of power.

Keywords

Prediction models of Wind Energy, Wind Power, Parameterization, artificial Neural Networks, Model Power Curve, RND, NWP.

Résumé

Dans le contexte de la pénétration des énergies renouvelables dans le réseau électrique, le Portugal occupe une position de premier plan dans le monde, principalement en raison de la production éolienne. Avec un système électrique avec une forte présence de sources d'énergie renouvelables, de nouveaux défis se posent, en particulier dans le cas de l'énergie éolienne pour son imprévisibilité et la volatilité. La limite de la ressource éolienne, bien que ce ne est pas stockable, conduisant ainsi à la nécessité de rechercher des modèles de prévision de la production d'énergie électrique des parcs éoliens pour permettre une bonne gestion du système.

Cette thèse présente les contributions résultant d'un travail de recherche et de la recherche sur les modèles de prévision de l'énergie électrique basée sur les valeurs de prévisions météorologiques, en particulier, fourni les valeurs d'intensité et la direction du vent. Nous avons considéré deux types de modèles paramétriques et non paramétriques: Les premiers sont des fonctions polynomiales de différents degrés et la fonction sigmoïde, ces derniers sont des réseaux de neurones artificiels.

Pour l'estimation des modèles et la validation respective, sont utilisées les données recueillies sur deux ans et trois mois sur le parc éolien de la capacité installée Pico Alto de 6 MW.

Afin d'optimiser les résultats de la prévision, nous considérons différentes classes de profils de production, définies sur la base de quatre à huit directions du vent, et d'ajuster les modèles proposés dans chaque classe.

Sont présentés et discutés les résultats d'une comparaison de la performance des différents modèles proposés pour la prédiction du pouvoir.

Mots-clés

Les modèles prédictifs de l'énergie éolienne, l'énergie éolienne, le paramétrage, les réseaux de neurones artificiels, le modèle de courbe de puissance.

Índice

AGRADECIMENTOS	I
RESUMO	III
ABSTRACT	V
RESUME.....	7
ÍNDICE	9
ÍNDICE DE FIGURAS	11
ÍNDICE DE TABELAS	15
ACRÓNIMOS.....	17
1. INTRODUÇÃO.....	19
1.1.ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO	19
1.2.OBJETIVOS	20
1.3.ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	21
2. CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO NACIONAL.....	23
2.1.RELAÇÃO DO VENTO COM A POTÊNCIA EÓLICA	24
2.2.EFEITO ESTEIRA	27
2.3.SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL.....	28
2.4.EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL	30
2.5.DISTRIBUIÇÃO DA POTÊNCIA EOLICA ANUAL.....	32
2.6.DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DO PE NACIONAL	34
2.7.FABRICANTES DE AEROGERADORES PRESENTES NO SEN	38
2.8.PLANO NACIONAL DE AÇÃO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS	40
3. ESTADO DE ARTE	43
4. MODELOS DE PREVISÃO	47
4.1.O PARQUE EÓLICO DO PICO ALTO	47
4.2.MODELO DE CURVA DE POTÊNCIA DO FABRICANTE	58
4.3.MODELOS POLINOMIAIS	64
4.4.MODELO PARAMETRIZAÇÃO PELA FUNÇÃO SIGMOIDE	74
4.5.REDES NEURONAIS	78
5. COMPARAÇÃO DOS MODELOS E CONCLUSÃO	83
5.1.COMPARAÇÃO DO DESEMPENHO DOS MODELOS ABORDADOS	83

5.2.CONCLUSÃO	86
5.3.TRABALHO FUTURO	87
REFERÊNCIAS DOCUMENTAIS.....	89
ANEXO A. FERRAMENTAS COMPUTACIONAIS USADAS	91
ANEXO B. CALCULO DOS PARÂMETROS DE WEIBUL	93

Índice de Figuras

Figura 1: Coeficiente de potência do aerogerador E-82 2300 kW, do fabricante ENERCON [3].	25
Figura 2: Curva de potência fornecida pelo fabricante ENERCON do modelo E-82 2000kW [3].	26
Figura 3: Gráfico da Evolução da potência instalada do Sistema Elétrico Nacional. [Fonte: REN - Redes Energéticas Nacionais] [7].	29
Figura 4: Evolução da potência instalada de fontes de energia renováveis no Sistema Elétrico Nacional, desde 1990 a 2014 [Fonte: E2p – INEGI/APREN] [10].	31
Figura 5: Eletricidade de base eólica <i>versus</i> Consumo de eletricidade em Portugal Continental de 2006 a 2013 [11].	31
Figura 6: Diagrama de cargas do Parque Eólico Nacional do ano 2012 [12].	32
Figura 7: Diagrama de cargas médio diário do Parque Eólico Nacional do ano 2012 [12].	32
Figura 8: Produção diária do Parque Eólico Nacional, no ano de 2012 [12].	33
Figura 9: Utilização Mensal da Potência Ligada durante 2012 [12].	34
Figura 10: Distribuição dos parques Eólicos em Portugal Continental em Setembro de 2014. [Fonte: ENEOP 2014] [15].	35
Figura 11: Potência instalada por distrito no final de 2013 [15].	36
Figura 12: Distribuição dos parques por escalões de potência, em Portugal, em dezembro de 2012 [16].	36
Figura 13: Distribuição geográfica do PE e classificação segundo a sua potência instalada [15].	37

Figura 14: Distribuição da potência instalada por fabricante de aerogeradores em dezembro de 2013. [Fonte: ENEOP 2014] [15].	38
Figura 15: Quota dos fabricantes de aerogeradores presentes em Portugal em Dezembro de 2013 [15].	39
Figura 16: Quota de Mercado dos promotores do PE nacional, em finais de 2013 [15].	39
Figura 17: Exemplo de um sistema de um modelo híbrido de previsão de energia eólica [18].	43
Figura 18: Imagem do parque eólico do pico alto obtida através do <i>software</i> google Earth.	48
Figura 19: <i>Layout</i> do parque eólico do Pico Alto.	48
Figura 20: Distribuição da direção do vento no parque eólico do pico alto de janeiro de 2012 e 2013.	50
Figura 21: Distribuição da velocidade do vento para cada aerogerador e para média do parque eólico do Pico Alto, durante o período de 2012 e 2013.	51
Figura 22: Comparação da distribuição de Weibul para cada aerogerador do parque eólico do Pico Alto.	52
Figura 23: Distribuição de Weibul para a velocidade do vento nos três aerogeradores e no parque e a curva de potência do aerogerador ENERCON E-80.	53
Figura 24: Potência de um aerogerador nº1 em função da velocidade do vento do PE do Pico Alto.	54
Figura 25: Valores de potência em função da velocidade no Parque Eólico do Pico Alto, do período de Janeiro de 2012 a Março de 2014.	55
Figura 26: Valores de potência em função da velocidade do vento para as quatro direções consideradas: Norte, Este, Sul e Oeste.	56
Figura 27: Valores de potência em função da velocidade do vento para as oito direções consideradas.	57

Figura 28: Diagrama do modelo de curva de potência do fabricante.	58
Figura 29: Exemplo do manual de um aerogerador fornecido pelo fabricante com a respectiva curva de potência e outras especificações, neste caso, ENERCON E-44 900 kW [3].	58
Figura 30: Curva de potência do aerogerador ENERCOM E-82 2000 kW e vários valores de potência para as velocidades de vento recolhidas no aerogerador.	61
Figura 31: Modelo <i>aggregate-measured power curve</i> para o PE do Pico Alto.	62
Figura 32: Diagrama dos modelos por polinómio.	64
Figura 33: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 3ºGrau.	66
Figura 34: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 3ºGrau, para 4 direções: Norte, Este, Sul e Oeste.	66
Figura 35: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 3ºGrau, para 8 direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.	67
Figura 36: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 4ºGrau.	69
Figura 37: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 4ºGrau, para 4 direções: Norte, Este, Sul e Oeste.	69
Figura 38: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 4ºGrau, para 8 direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.	70
Figura 39: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 5ºGrau.	72
Figura 40: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 5ºGrau, para 4 direções: Norte, Este, Sul e Oeste.	72
Figura 41: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 5ºGrau, para 8 direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.	73
Figura 42: Modelo Curva de Potência com a função Sigmoide sem segregação da direção.	76

Figura 43: Modelo Curva de Potência com a função sigmoide para oito direções: Norte, Este, Sul e Oeste.	76
Figura 44: Modelo Curva de Potência com a função sigmoide para quatro direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.	77
Figura 45: Diagrama da obtenção e da operação do modelo curva de potência através de redes neuronais.	78
Figura 46: Modelo Curva de potência obtido com redes neuronais.	81

Índice de Tabelas

Tabela 1: Objectivos do PNAER de 2013 da contribuição de fontes de energia renováveis para 2020, e os índices registados para 2010 [8].	41
Tabela 2: Classificação dos modelos de previsão segundo o horizonte temporal [17].	45
Tabela 3: Modelos de previsão de energia eólica [17].	46
Tabela 4: Estatísticas correspondentes à velocidade do vento para cada aerogerador.	49
Tabela 5: Parametros da distribuição de Weibull para cada aerogerador e a para a média do Parque.	52
Tabela 6: Estimativas dos coeficientes das funções polinomiais de 3ºGrau e o índice residual correspondente.	65
Tabela 7: Coeficientes das funções polinomiais de 4ºGrau e o residual correspondente.	68
Tabela 8: Coeficientes das funções polinomiais de 5ºGrau, e o residual correspondente.	71
Tabela 9: Coeficientes da função sigmoide, para as três abordagens, sem segregação de direções, com segregação de 4 direções e com segregação de 8 direções.	75
Tabela 10: Avaliação e comparação do desempenho dos modelos de previsão propostos.	85

Acrónimos

AMPC	–	Aggregate-Measured Power Curve
ANN	–	Artificial Neural Network
APREN	–	Associação Portuguesa de Energias Renováveis
CO2	–	Dioxido de Carbono
DGEG	–	Direção Geral de Energia e Geologia
EDP	–	Energias de Portugal
IEA	–	Agência Internacional de Energia
INEGI	–	Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial
MAPE	–	Mean Absolute Percentage Error
MLP	–	Multi Layer Perceptro
NMAPE	–	Normalized Mean Absolute Percentage Error
PE	–	Parque Eólico
PNAER	–	Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis
REN	–	Redes Energéticas Nacionais
RND	–	Rede Nacional de Distribuição
SCADA	–	Sistema de Supervisão e Aquisição de Dados
SEN	–	Sistema Elétrico Nacional

1. INTRODUÇÃO

1.1. ENQUADRAMENTO E MOTIVAÇÃO

As alterações climáticas é um tema cada vez mais predominante na sociedade, não só nos meios de comunicação social, mas também na agenda política dos vários países e nas organizações governamentais. De facto, os crescentes aumentos de fenómenos climáticos adversos: máximos de temperatura que nunca antes tinham sido registados, secas extremas e outros fenómenos como furacões mais frequentes e de maior intensidade são motivo de grande preocupação. As consequências das emissões de gases de efeito estufa tem também um impacto que afeta e coloca em risco todas as áreas da sociedade.

Sendo o sector energético o principal responsável pela emissão de dióxido de carbono, CO₂, coloca-se sérios desafios para evitar e diminuir essas emissões neste sector. Grande parte da produção de eletricidade está associada a grandes centrais convencionais de produção de derivados fósseis, como o carvão, a fuelóleo e o gás natural. Apesar de que desde os primórdios dos sistemas elétricos, as grandes centrais hídricas como a grande central das cataratas do Niágara, assumirem um papel crucial na produção de energia, ao longo da história quase todos os sistemas elétricos de energia foram assentes em centrais de combustíveis fósseis.

As energias renováveis apresentam-se como uma possível solução para a necessidade de diminuir as emissões de CO₂. Têm como vantagem considerarem recursos (vento, sol, etc) que não se esgotam, mas a desvantagem de serem voláteis e não serem controláveis pelo homem, sendo a previsão desses recursos uma mais-valia neste tipo de tecnologias.

Os sistemas de energia eólica, ou seja os mecanismos que captam a energia cinética do vento e transforma-a em outras formas de energia não é recente. Vestígios de sistemas de eixo vertical foram encontrados na fronteira da Pérsia com Afeganistão e datam de 200 A.C.. Também no mediterrâneo e Holanda vestígios de eixo horizontal foram encontrados, mas de um período mais recente, de 1300-1875 D.C [1]. A energia eólica em Portugal começou a ser aproveitada para geração de energia elétrica em 1986, tendo atualmente perto de 2500 aerogeradores espalhados por zonas montanhosas e costeiras e produzem cerca de um quinto da eletricidade consumida [2].

Com um sistema elétrico suportado, numa parte significativa, em energia eólica altamente volátil, novos desafios de previsão da produção desta energia surgem. O recurso eólico embora seja ilimitado não é armazenável, justificando-se também desta forma a necessidade de procura de modelos de previsão de produção energia eólica de modo a permitir uma boa gestão do sistema.

O tema desta dissertação, proposto pela EDP Distribuição - Departamento de Estudos de Rede, surgiu da necessidade de uma melhor gestão da variabilidade do trânsito de potências nas redes. Adequados modelos de previsão da produção da potência produzida nos parques eólicos para períodos de uma semana, facilitaram, com certeza, as tarefas de gestão. Note-se que parte significativa dos parques eólicos estão ligados à rede de distribuição e alguns parques possuem uma potência instalada significativa.

1.2. OBJETIVOS

No sentido de responder ao solicitado pela entidade que acolhe este estágio -- pela EDP Distribuição -- Departamento de Estudos de Rede -- definem-se um conjunto de objetivos para esta dissertação. O primeiro pretende realizar uma breve caracterização do parque eólico nacional atual e uma breve revisão do estado da arte. A elaboração de vários modelos de previsão da potência baseados em previsões das condições climáticas encerra o segundo objetivo deste trabalho. Pretende-se ainda fazer um estudo comparativo de

avaliação de desempenho dos diferentes métodos de previsão propostos de forma a perceber as vantagens e desvantagens de cada um.

1.3. ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Além deste capítulo introdutório, esta dissertação é composta por mais cinco capítulos estruturados da seguinte forma:

Capítulo 2: Neste capítulo faz-se uma breve descrição do parque eólico nacional, caracterizando o sistema elétrico nacional, abordando a evolução da energia eólica em Portugal, a distribuição da potência eólica anual e a distribuição geográfica do PE nacional. Faz-se ainda referência aos fabricantes de aerogeradores presentes no SEN e, por fim, descreve-se o plano nacional de ação para as energias renováveis.

Capítulo 3: Este capítulo debruça-se sobre o estado da arte relativo a ferramentas de previsão para a produção de energia eólica.

Capítulo 4: Os modelos de previsão de produção são apresentados neste capítulo. Este capítulo apresenta também resultados da aplicação dos modelos propostos a dados reais da potência registados no parque eólico do Pico Alto.

Capítulo 5: Este capítulo apresenta resultados de um estudo que pretende comparar o desempenho dos diferentes métodos de previsão propostos.

Capítulo 6: Este capítulo encerra a dissertação com um resumo das contribuições relevantes do trabalho desenvolvido. É ainda analisada uma análise crítica dos resultados obtidos e discutidas possibilidades de trabalho futuro.

2. CARACTERIZAÇÃO DO PARQUE EÓLICO NACIONAL

O Sistema Elétrico Produtor Nacional destaca-se a nível mundial pela elevada penetração das energias renováveis face ao consumo, isto é, em termos percentuais uma parte significativa da electricidade provém das fontes de energia renovável.

Portugal possui recursos renováveis consideráveis em relação a muitos outros países, pois possui um relevo montanhoso, especialmente a norte, onde a instalação de parques eólicos pode tornar-se bastante rentável, visto que a velocidade do vento é superior e mais constante a alturas superiores. Outra característica vantajosa das zonas montanhosas é a própria aerodinâmica nesses locais, o designado fator de concentração, relacionado com a forma como as várias direções do vento fluem e convergem para certos pontos. Uma desvantagem destes relevos montanhosos é a rugosidade elevada do terreno que afeta negativamente a produção num parque.

2.1. RELAÇÃO DO VENTO COM A POTÊNCIA EÓLICA

A diferença de pressões entre várias zonas provoca a movimentação de massas de ar, designado de vento, possui uma determinada energia cinética que pelas leis da física, pode ser descrita segundo a expressão,

$$E = \frac{1}{2} \rho V^2$$

em que E é a energia, ρ é a massa volúmica do ar e V corresponde à velocidade do vento não perturbada para a altura do rotor do sistema. A potência mecânica é o produto da energia cinética, área de passagem do ar e pela sua velocidade. Como ilustra a expressão temos,

$$P_{mecânica} = \frac{1}{2} \rho A V^3$$

em que A é a área de passagem do ar. Ao observar a expressão é notório a contribuição que a velocidade do vento possui para a potência mecânica. Assim a potência mecânica depende da razão cubica do vento. Desta forma, pequenas alterações na velocidade do vento provocam grandes diferenças na potência mecânica disponível.

A potência elétrica é expressa segundo a equação,

$$P_{electrica} = \frac{1}{2} \rho C_p A V^3$$

A conversão da potência mecânica em potência elétrica depende do coeficiente de Betz, C_p . Este coeficiente está relacionado com o limite que existe na extração de energia do vento, cujo valor teórico é 0,59 e depende da velocidade do vento, do tipo de máquina e do tipo de controlo. Atualmente os aerogeradores possuem valores máximos de C_p compreendidos entre 0,4 e 0,5, representado assim um rendimento correspondente de aproximadamente 65% a 85%.

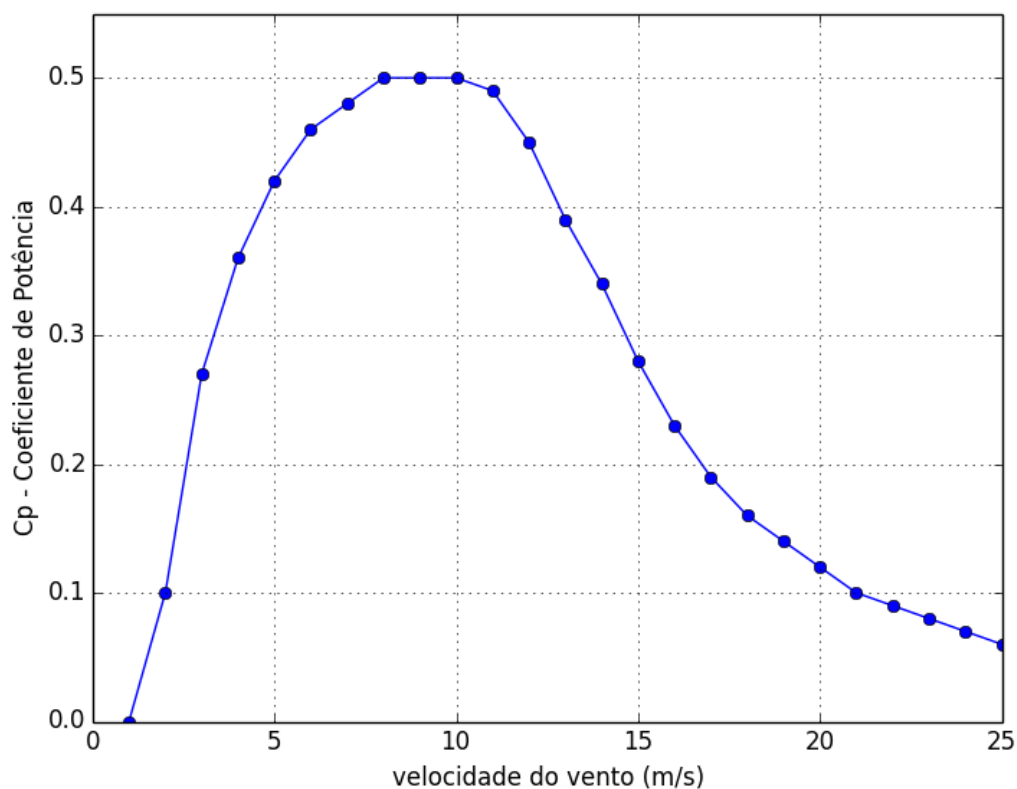


Figura 1: Coeficiente de potência do aerogerador E-82 2300 kW, do fabricante ENERCON [3].

Cada fabricante de aerogeradores indica graficamente no manual de cada modelo os valores de C_p para as diferentes velocidades de vento, como indicado na Figura 1.

Esta expressão traduz um dos grandes desafios da previsão de energia eólica, para pequenas variações da velocidade do vento, há grandes variações na potência mecânica.

A curva de potência de um aerogerador é uma das mais importantes características que o define, permite indicar a potência produzida para os diferentes valores de velocidade do vento. Devido à importância desta característica, a norma europeia EN 61400-12-1, especifica de forma geral como esta medida de performance é alcançada pelos fabricantes para um aerogerador. Para alcançar esta curva de potência, são recolhidos simultaneamente valores de velocidade do vento e da potência Elétrica gerada [4].

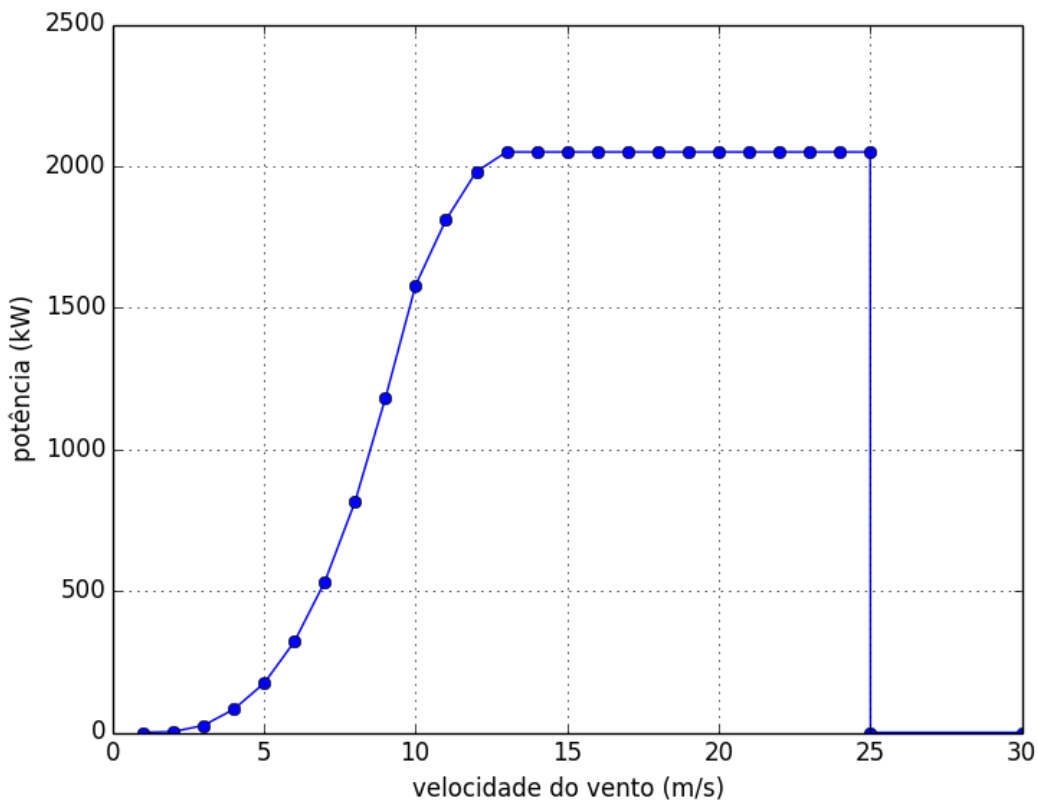


Figura 2: Curva de potência fornecida pelo fabricante ENERCON do modelo E-82 2000kW [3].

A Figura 2 ilustra um exemplo da curva de potência do fabricante Enercon, como facilmente se destaca, para uma significativa parte de valores de velocidade (entre 2 m/s a 13 m/s) a potência de um aerogerador está fortemente dependente da velocidade do vento.

No gráfico, há três velocidades caracterizadoras destas curvas de potência, *cut-in*, *rated-speed* e *cut-out*. A velocidade *cut-in* é a velocidade mínima a que o aerogerador começa a produzir energia útil, normalmente este valor é na ordem dos 3 metros por segundo (m/s) ou 4 m/s. A velocidade *rated-speed* é a velocidade de vento na qual a potência máxima do aerogerador é atingida, o usual nos aerogeradores é este valor estar compreendido entre 13 m/s e 15 m/s. Por razões de restrições de segurança e para não colocar a estrutura em risco, devido aos grandes esforços mecânicos a que fica sujeito, para velocidade de vento elevadas, a partir de uma certa velocidade, designada de *cut-out*, que na grande maioria dos aerogeradores é 25 m/s. A partir da velocidade de *cut-out* os mecanismos são acionados de forma a reduzir a velocidade do rotor, como travões mecânicos ou através do controlo de mudança do ângulo de ataque das pás.

Para o exemplo do aerogerador E-82 2000 kW, do fabricante ENERCON, cuja curva de potência se encontra representada na Figura 2, a velocidade de *cut-in* é cerca de 3 m/s, a velocidade de *rated-speed* é de 13 m/s e a velocidade de *cut-out* é de 25 m/s [6].

2.2. EFEITO ESTEIRA

Como na natureza nada se cria, nada se perde tudo se transforma – Lei universal de Lavoisier – o vento depois de passar pelas pás de um aerogerador tem uma redução energética. Desta forma os aerogeradores que estão a jusante de outros poderão sofrer uma redução de performance, devido à turbulência que sai das pás dos aerogeradores, este fenómeno é designado de efeito esteira e é sempre tido em consideração na fase de projeto da configuração dos parques eólicos.

Este fenómeno é tido em consideração na fase de projeto dos parques, na configuração e disposição dos aerogeradores, para que seja minimizado ao máximo. Além da rugosidade e relevo envolvente, o efeito esteira pode também ser responsável pelo facto de num parque o mesmo valor de velocidade do vento mas com direções diferentes a produção de energia também diferente [5].

2.3. SISTEMA ELÉCTRICO NACIONAL

Segundo a REN, Redes Energéticas Nacionais, o Sistema Eléctrico Nacional caracteriza-se por um consumo anual na ordem dos 50 TWh, (49155 GWh em 2013 e 49060 GWh em 2012). Caracteriza-se também por possuir uma potência instalada na ordem dos 18 GW, para satisfazer o consumo, mais concretamente 17792 MW no fim de 2013, após a desactivação da central de Setúbal a Fuelóleo no mesmo ano, cuja potência era de 946 MW e que se encontrava activa desde 1979.

A potência máxima alguma vez registada no sistema, foi 9403 MW às 19 horas e 15 minutos do dia 11 de Janeiro de 2010, no mesmo período, no dia seguinte, registou-se o dia em que a energia consumida diária foi maior, atingindo o valor de 183 GWh. Comparativamente ao ano de 2013, a potência máxima registada foi de 8322 MW (9 de Dezembro às 19 horas e 45 minutos), menos 12% em relação ao máximo histórico e menos 3% em relação ao ano anterior, 2012. Em relação ao índice do máximo de energia diária consumida foi 163 GWh, no dia 10 de Dezembro, igualmente 12% inferior em relação ao máximo histórico.

Neste mesmo ano de 2013, a potência mínima registada foi de 4582 MW, menos 3,5% em relação ao anterior ano. O indicador “potência mínima sobre a potência máxima” neste ano foi de 0,55, valor que se mantém desde o anterior ano. Outro índice que se tem mantido constante nestes dois anos é o factor de carga, cujo valor no Sistema Eléctrico Nacional é de 0,80, e é obtido pelo quociente da média da carga do sistema e carga máxima num certo período de tempo.

Em relação à potência instalada do Sistema Eléctrico Nacional, é evidente a grande penetração de fontes renováveis nos últimos anos. Segundo a REN, no final de 2013 dos 17792 MW de potência instalada, cerca de 60% mais concretamente, 10913 MW corresponde a fontes de energia renovável.

No ano de 2013, Portugal conseguiu distinguir-se a nível mundial por conseguir produzir 57% da sua energia eléctrica a partir de fontes renováveis, comparativamente aos restantes 37% provenientes de outras fontes e 6% de saldo importador. Em 2012 a produção de energia renovável foi apenas de 37% devido ao facto da pluviosidade nesse ano ter sido

muito inferior à normal. Desde os registos históricos de 1932, 2012 foi o quinto ano mais seco, afetando assim directamente a produção de energia hídrica nesse ano [7] [8].

Como se pode constatar na Figura 3, a evolução da potência instalada desde 2004 tem aumentado até 2011 e partir daí tem diminuindo devido, em grande parte, à descontinuação de algumas centrais térmicas.

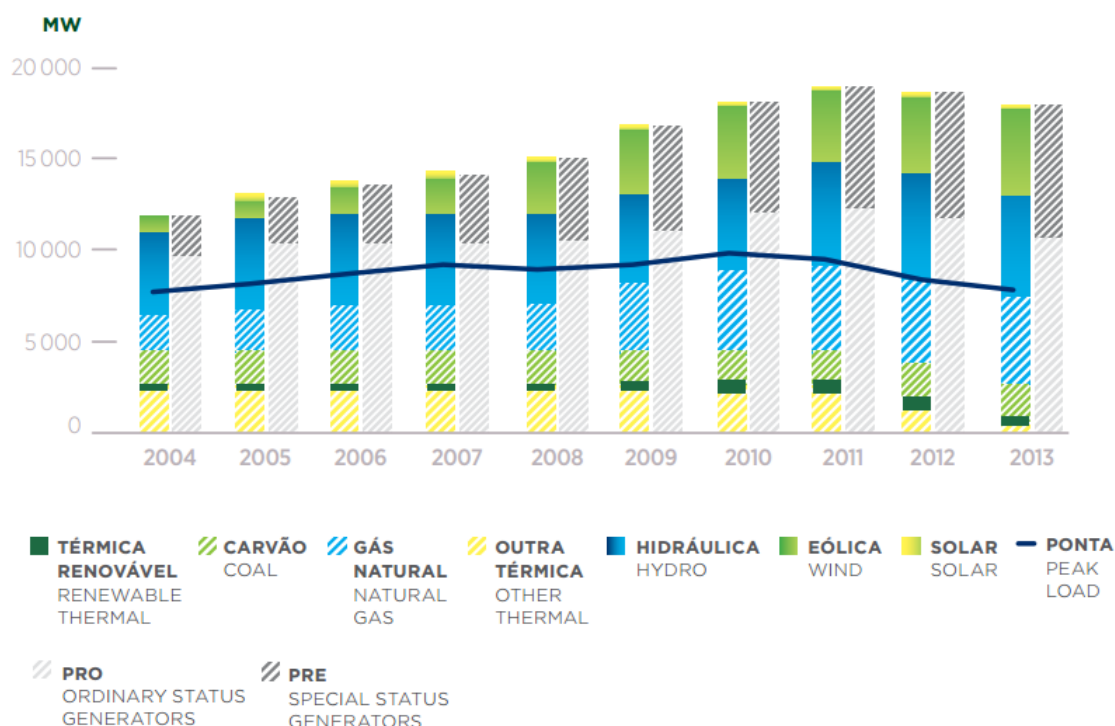


Figura 3: Gráfico da Evolução da potência instalada do Sistema Elétrico Nacional. [Fonte: REN - Redes Energéticas Nacionais] [7].

Na Figura 3, é visível a aposta que tem havido nas centrais a gás natural, visto ter um impacto ambiental menor que outras centrais térmicas, como menos emissões e por ser economicamente mais acessível. Outro aumento evidente é em relação à capacidade instalada de energia Eólica, em 2004 era na ordem dos 500 MW e em 2013 já era na ordem dos 4700 MW.

Analisando a Figura 3, é bem visível o decréscimo que tem ocorrido desde 2010 da potência de ponta, a máxima registada. Diversas justificações são plausíveis para este fato, mas importa referir que pode ser um bom indicador dos programas de eficiência energética

que tem sido implementados nos últimos anos, ou então também devido a fatores de natureza socioeconómica.

O Sistema Elétrico Nacional representa um bom exemplo a nível internacional pela sua forte integração de fontes de energia renováveis e de, consequentemente, diminuir as emissões de CO₂ provenientes da produção de Eletricidade. No entanto, esta taxa elevada de renováveis coloca certos desafios ao sistema.

2.4. EVOLUÇÃO DA ENERGIA EÓLICA EM PORTUGAL

De todas as fontes de energia renováveis do Sistema Elétrico Nacional, a energia Eólica é a que mais tem evoluído nos últimos anos. Ao nível de potência instalada, se em 2005 a energia eólica representava cerca 1000 MW, em final de 2013 este valor já era de 4731 MW. Consequentemente, a energia produzida por este tipo de renovável sofreu um aumento a uma taxa semelhante, a título de exemplo, em 2005 a energia anual produzida foi de 1773 GWh e em 2013 a energia produzida foi de 12 027 GW [9].

Como se pode observar na Figura 4, enquanto a Grande Hídrica pouco evolui desde 1990, o Parque Eólico, PE, desde inícios dos anos 2000 registou um aumento significativo, passando de quase inexistente para 4368 MW dos quase 18000 MW de potência instalada [7].

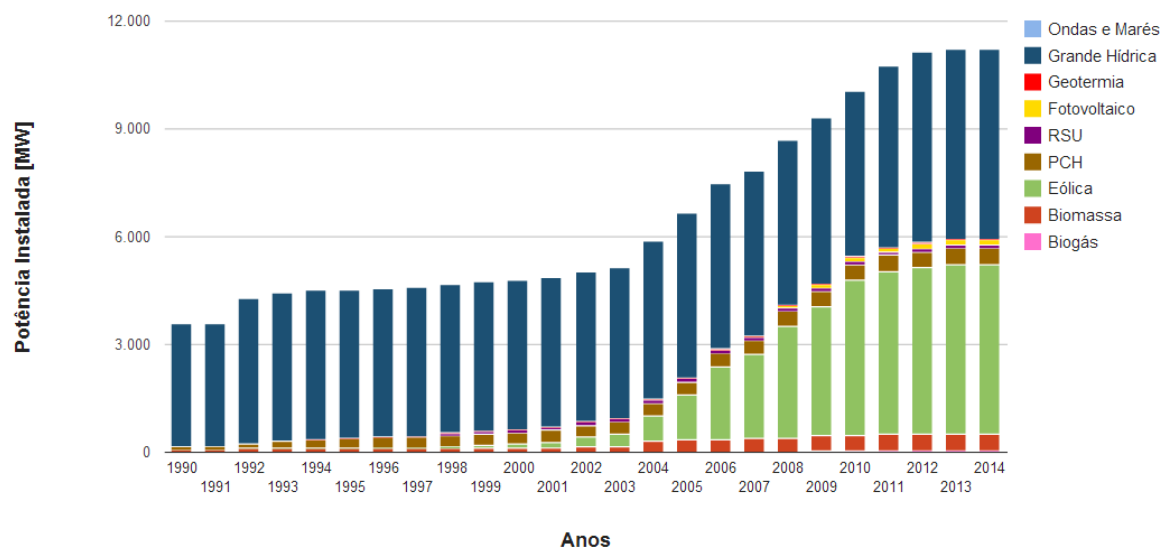


Figura 4: Evolução da potência instalada de fontes de energia renováveis no Sistema Elétrico Nacional, desde 1990 a 2014 [Fonte: E2p – INEGI/APREN] [10].

Segundo a Agência Internacional de Energia, em finais de 2013, Portugal é o segundo país a nível mundial com uma maior taxa de penetração de energia eólica, apenas a Dinamarca possui uma taxa maior [8].

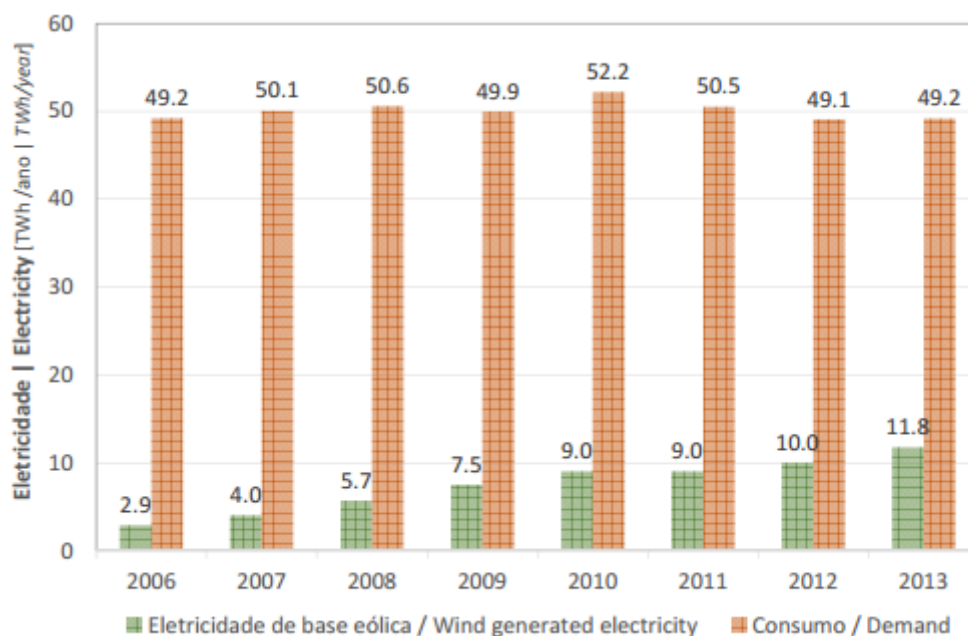


Figura 5: Eletricidade de base eólica *versus* Consumo de eletricidade em Portugal Continental de 2006 a 2013 [11].

A energia produzida pelo PE tem aumentado como consequência do aumento da potência instalada respectiva. Esse aumento é evidente na Figura 5, no ano de 2013, dos 49155

GWh de energia consumida 11751 GWh foram provenientes de energia eólica, que corresponde a uma quota 24% [7].

2.5. DISTRIBUIÇÃO DA POTÊNCIA EOLICA ANUAL

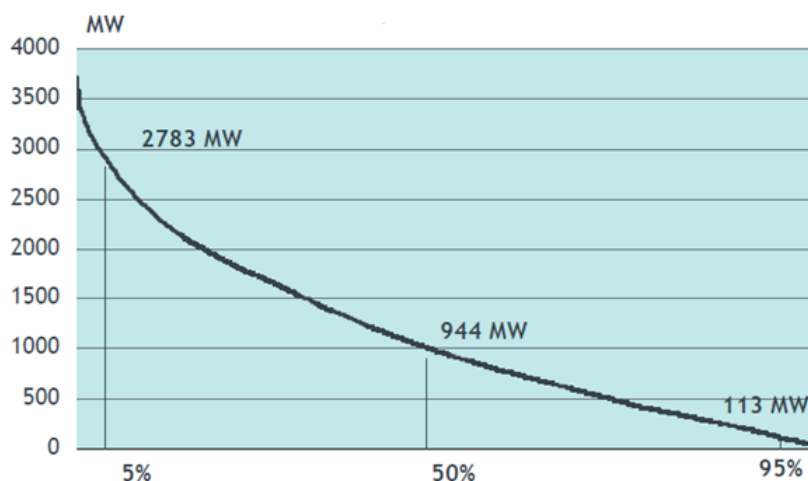


Figura 6: Diagrama de cargas do Parque Eólico Nacional do ano 2012 [12].

Ao contrário de fontes convencionais, como as centrais térmicas em que há um controlo sobre a potência, ou seja, em que é possível ajustar o valor de potência a produzir, dentro dos determinados limites de potência máxima, no PE o mesmo não é possível se não houver vento. Contudo, é possível efetuar uma análise anual do diagrama de cargas do PE. Como se pode observar no gráfico da Figura 6, ao longo de 2012, em 50% do tempo a potência foi de 944 MW, cerca de um quarto da respetiva potência instalada. Só apenas em 5% do tempo a potência superou os 2783 MW, de forma similar, durante 5% do ano os PE estiveram a produzir energia a uma potência inferior a 113 MW [12].

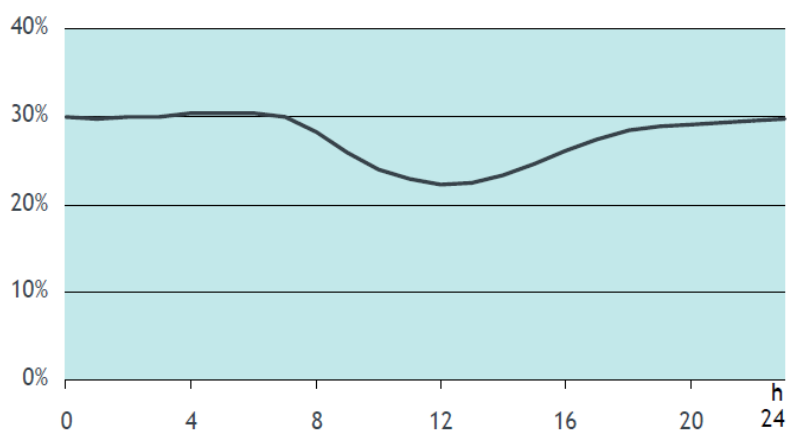


Figura 7: Diagrama de cargas médio diário do Parque Eólico Nacional do ano 2012 [12].

Ao contrário dos padrões de consumo do SEN, em que as horas de maior consumo são durante o período diurno e nas primeiras horas do período noturno, os padrões de produção de energia eólica disponível não segue a mesma distribuição ao longo do dia. Tal como mostra o gráfico da Figura 8, a potência eólica disponível é tendencialmente menor no período diurno, e maior no período noturno, quando os consumos são baixos e normalmente para esses períodos a necessidade de produção de energia não é imperativa [12].

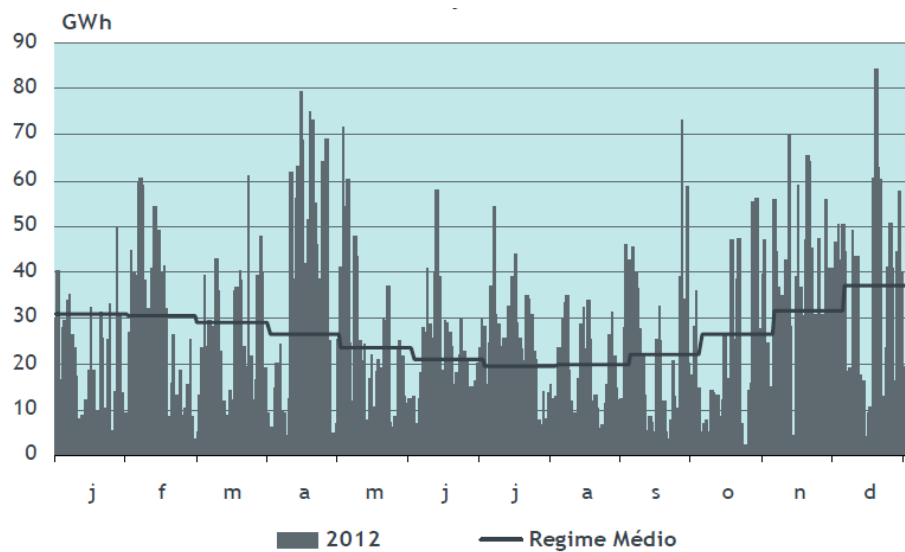


Figura 9: Produção diária do Parque Eólico Nacional, no ano de 2012 [12].

A Figura 9, permite ter uma perceção de como se distribui a produção do PE ao longo de um ano, neste caso 2012. Importa referir, que embora hajam certos padrões de vento, de um ano para outro esta distribuição pode ser muito diferente, embora a quantidade seja semelhante. Nesta mesma figura, tal como na Figura 10, é possível observar a tendência anual, ou seja, de Janeiro a Julho, a potência aproveitada desce de cerca de 30% para 20%, e depois dos meses de verão volta a subir para valores ainda mais elevados, para mais de 35% em Dezembro [12].

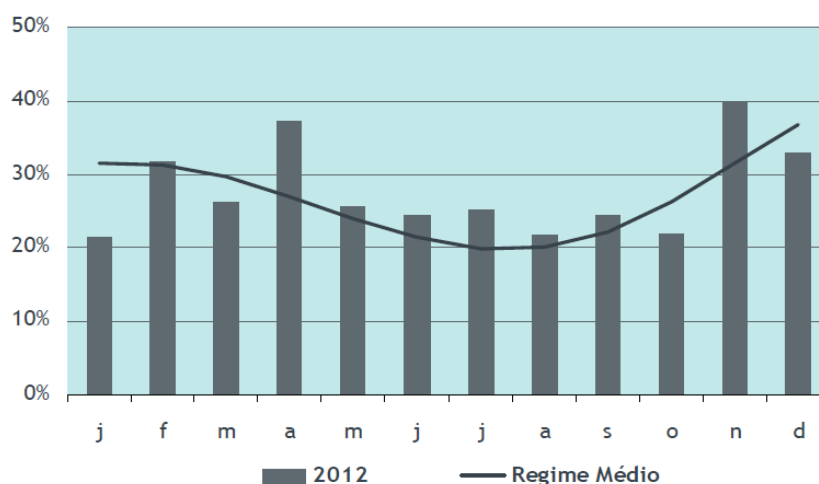


Figura 10: Utilização Mensal da Potência Ligada durante 2012 [12].

O recurso eólico é bastante volátil, se num dia a produção proveniente deste recurso foi elevada no dia seguinte este valor pode ser bastante reduzido. Na ordem de horas, os valores de potência podem sofrer significativas alterações, ao contrário do que acontece com outras renováveis como a solar, onde o nível de previsibilidade é maior e não tem tanta potência instalada como a energia Eólica.

Verificou-se no dia 14 de Dezembro de 2012, às 14 horas e 45 minutos, o valor de potência eólica de 3754 MW, ou seja, 90% da potência instalada nessa data, sendo esta nesse dia responsável pela geração de 84 GWh [13]. Uma outra data, que caracteriza o sucesso desta tecnologia no Sistema Elétrico Nacional, SEN, foi no dia 25 de Dezembro de 2013, nomeadamente no período, das 7 horas às 9 horas, onde a produção do PE embora menor, na ordem 3350 MW, mas a potência de consumo foi na ordem de valores entre 3700 MW e 3800 MW, ou seja, nesse período, 90% dos consumos de eletricidade a nível nacional era com energia proveniente do recurso do vento [14].

2.6. DISTRIBUIÇÃO GEOGRÁFICA DO PE NACIONAL

Em dezembro de 2013, Portugal possuía 247 Parques Eólicos em Portugal Continental e nas ilhas, distribuídos ao longo do país como mostra a Figura 11 [8].

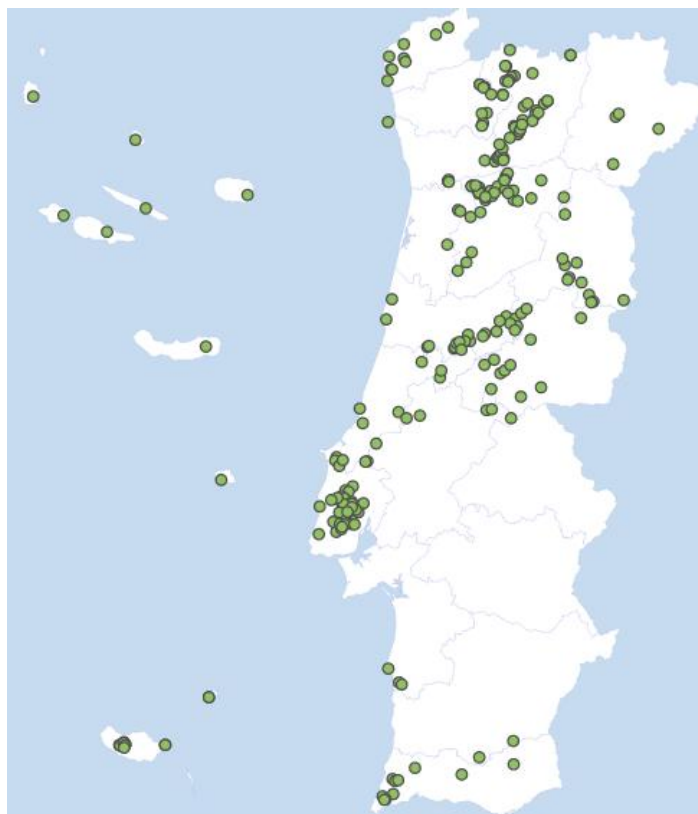


Figura 11: Distribuição dos parques Eólicos em Portugal Continental em Setembro de 2014.

[Fonte: ENEOP 2014] [15].

A maioria dos parques eólicos encontram-se na zona norte do país, devido em parte ao relevo, que é montanhoso e tem um certo efeito de concentração da potência eólica, o que está relacionado com o escoamento das massas de ar através do relevo. Outro aspeto é o da altitude, o vento é mais frequente e possui uma maior energia cinética.

Como evidencia o gráfico da Figura 12, é nos distritos a norte como: Viseu, Coimbra e Vila Real onde se encontram o maior número de parques eólicos. No centro do país os parques que existem estão mais concentrados no distrito de Lisboa e a sul é notório a presença de pouca potência eólica instalada [15].

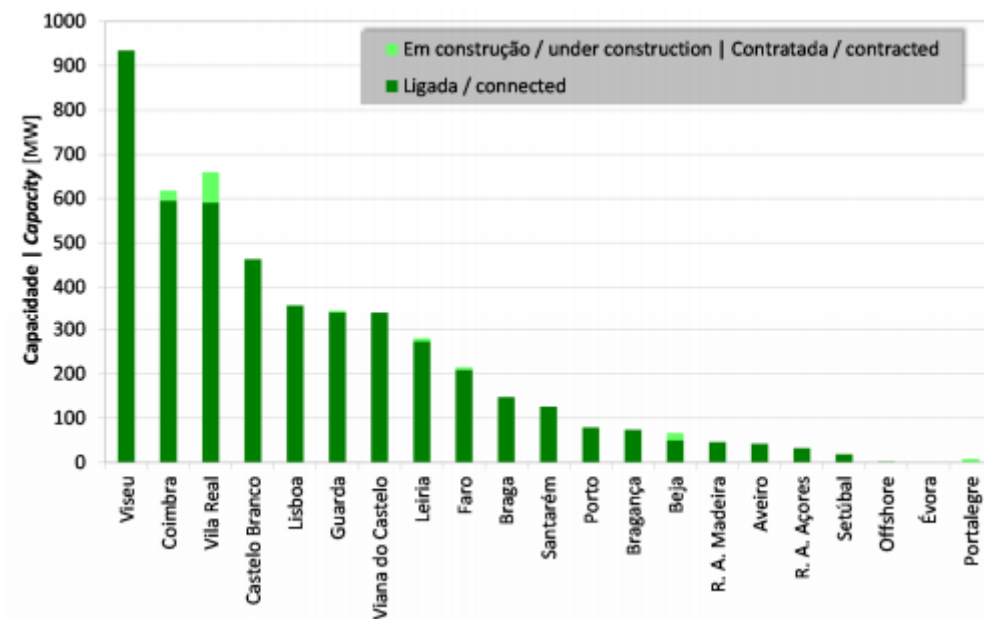


Figura 12: Potência instalada por distrito no final de 2013 [15].

Segundo o Instituto de Engenharia Mecânica e Gestão Industrial, INEGI e a Associação Portuguesa de Energias Renováveis, APREN, só no distrito de Viseu a potência instalada no fim de 2013 foi de 934,5 MW. Em segundo lugar surge o distrito de Coimbra com uma potência instalada de 599,5 MW e em terceiro Vila Real com 589,9 MW, como se pode observar na Figura 12.

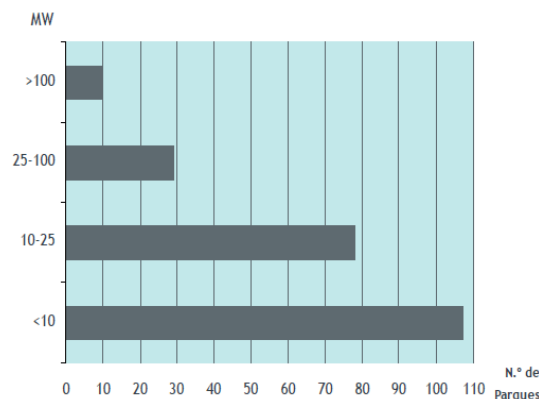


Figura 13: Distribuição dos parques por escalões de potência, em Portugal, em dezembro de 2012 [16].

A potência dos parques eólicos depende do número de aerogeradores e respetiva potência de cada aerogerador. Por vezes pode haver limitações no terreno. No SEN, como mostra o gráfico da Figura 13, a maior parte dos parques Eólicos possui potência inferior a 10 MW,

ou seja mais de 100 parques, enquanto apenas 10 parques possui potência superior a 100 MW [16].

Algumas entidades, classificam os parques, em função da sua potência instalada, em três tipos possíveis distintos. Desta forma até 10 MW, considerados parques de pequena capacidade, representam 52% a nível nacional em dezembro de 2013. De 10 MW a 50 MW são designados de média capacidade e representam 40% em período homólogo. Os restantes 8% correspondem aos parques de grande dimensão, isto é, mais de 50 MW [8].

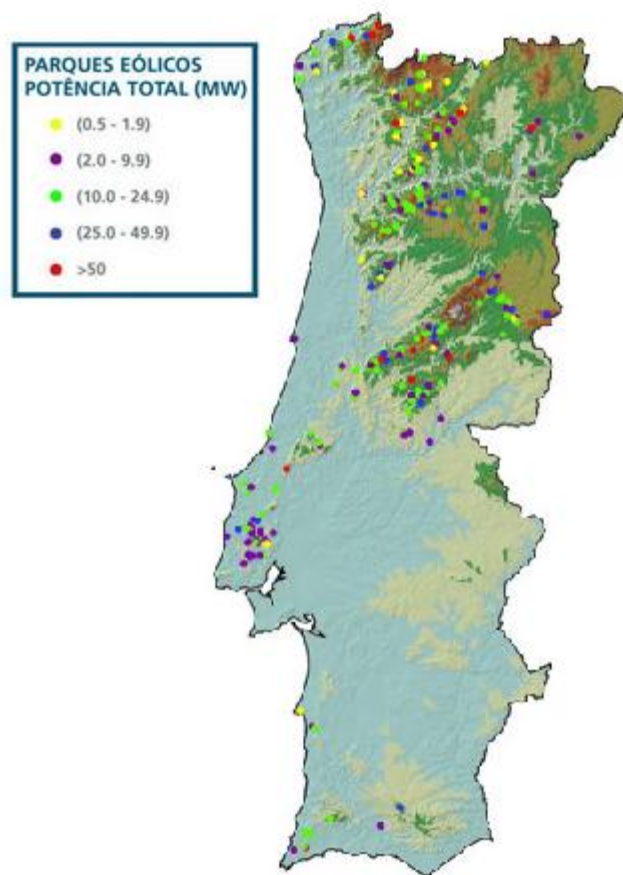


Figura 14: Distribuição geográfica do PE e classificação segundo a sua potência instalada [15].

De destacar dois grandes parques eólicos, como o Alto Douro com uma potência instalada de 241,7 MW, situado no distrito de Viseu e com 106 aerogeradores do fabricante ENERCON, 7 dos quais do modelo E-82 de potência unitária de 2MW e os restantes 99 do modelo E-82 *uprating* de potência alterada para 2300, através de eletrónica de potência. Outro parque que se destaca pela sua dimensão, é o do Alto Minho, situado no distrito de Viana do Castelo e com uma potência similar de 240 MW, com 120 aerogeradores do

fabricante ENERCON de potência unitária de 2 MW, dos quais 61 são do modelo E-82 e 59 são do modelo E-70 E4 [15].

2.7. FABRICANTES DE AEROGERADORES PRESENTES NO SEN

Há vários tipos de tecnologia de aerogeradores no SEN, desde os vários tamanhos e consequentemente de várias potências. Em dezembro de 2013, a maioria, 2739 aerogeradores existentes, são aerogeradores da marca ENERCON, nomeadamente o modelo E-82, com um diâmetro de pás de 82 metros, tal como o nome sugere e de potência 2000 kW [8].

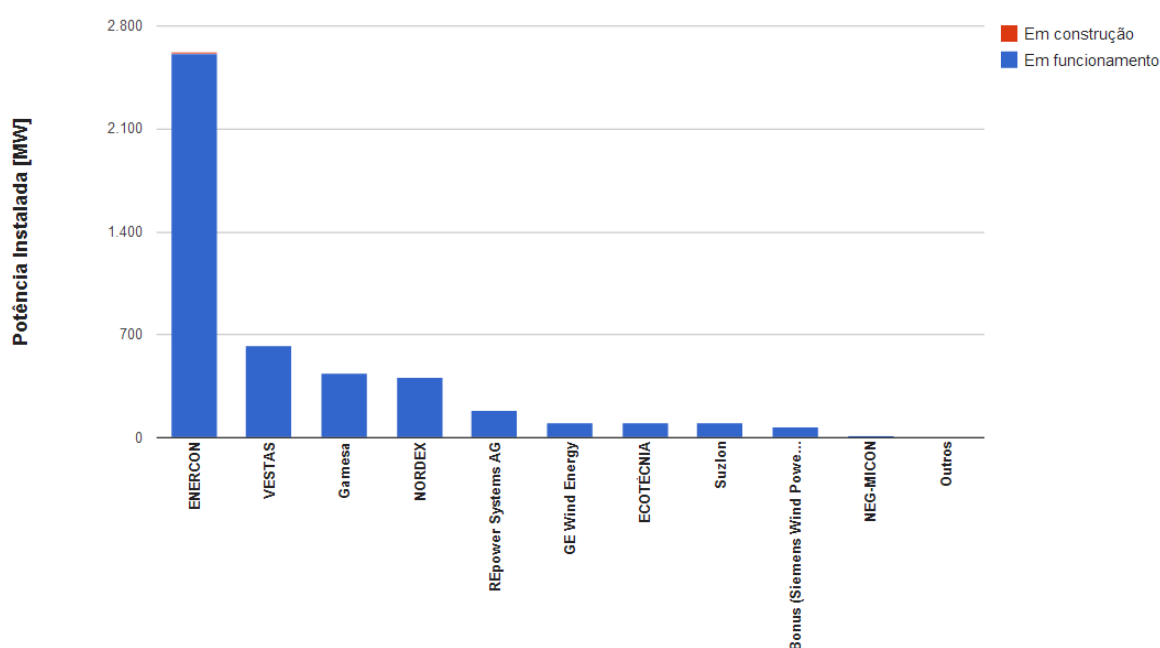


Figura 15: Distribuição da potência instalada por fabricante de aerogeradores em dezembro de 2013. [Fonte: ENEOP 2014] [15].

Como se pode observar na Figura 15, mais de 2500 MW dos 4368 MW de potência eólica disponível em finais de 2013, era assegurada por aerogeradores da marca Alemã ENERCON, representando mais de metade do PE nacional, mais concretamente 55,5%. A marca dinamarquesa VESTAS, estava representada com uma potência na ordem dos 600 MW ficando assim com uma quota de 13,4%. Ainda na ordem dos 500 MW, surge a marca Espanhola Gamesa representando 9,3% e a Dinamarquesa NORDEX com a quarta maior quota, 8,7%. Os restantes 13,1 % de potência instalada correspondem a fabricantes com pouca presença no SEN, essa distribuição é clara na Figura 16 [15].

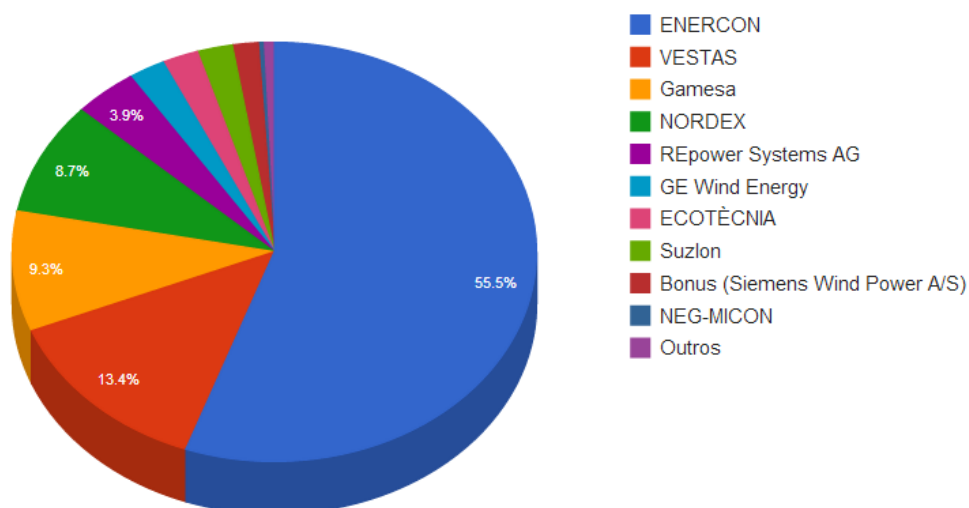


Figura 16: Quota dos fabricantes de aerogeradores presentes em Portugal em Dezembro de 2013 [15].

Ao nível dos promotores, a distribuição é diferente, como mostra a Figura 17. Em finais de 2013, o promotor com mais quota de mercado é o ENEOP2, com 21,7% de quota, seguindo-se a Iberwind com 14,5% e a EDP Renováveis com 13% [15].

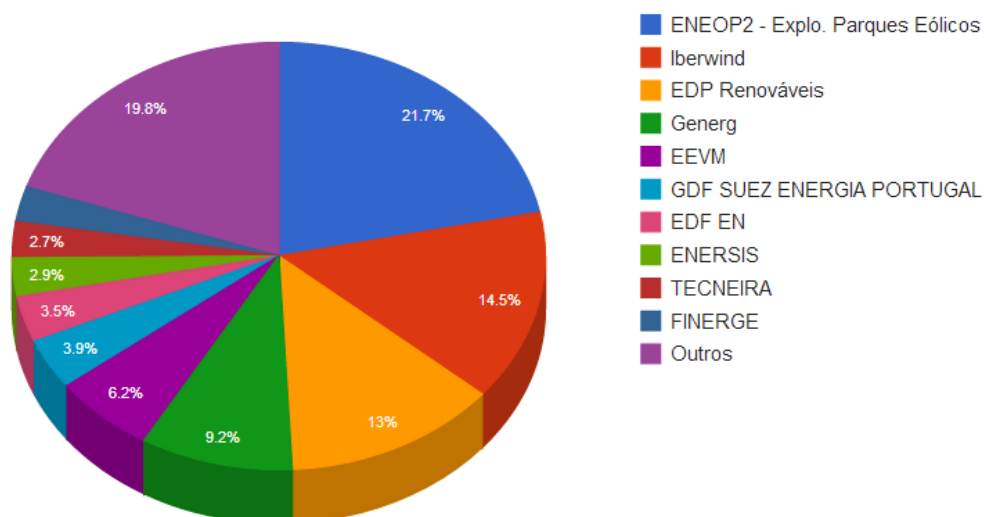


Figura 17: Quota de Mercado dos promotores do PE nacional, em finais de 2013 [15].

Os promotores são as entidades que detêm os seus respetivos parques, e são estes os responsáveis pelo seu investimento e manutenção.

Os promotores recebem as tarifas resultantes da produção energética entregue à rede, estas tarifas são reguladas pelo regulador do sector energético que é a Direção Geral de Energia e Geologia, DGEG.

No sector Eólico, estas tarifas são diferentes para 2 períodos, nos primeiros 8 anos de operação a tarifa é de 273 Euros por MWh e no segundo período, nos 7 anos seguintes, a tarifa é 150 Euros por MWh [8].

2.8. PLANO NACIONAL DE AÇÃO PARA AS ENERGIAS RENOVÁVEIS

No ano de 2010, o governo Português definiu a sua estratégia em relação à sua posição de energia renovável, para 2020, num documento designado de Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis (PNAER) [8].

Em 2013, esse plano sofreu alterações, destacando-se pela redução de 18 % de capacidade instalada de tecnologia renovável face ao plano de 2010. Esta redução visa ajustar os objetivos para 2020 ao contexto económico e social, evitando assim excesso de produção e evitar assim problemas de escoamento de energia. Apesar desta redução, a meta para a percentagem de renováveis neste novo PNAER é de 60 %, face aos 55 % do plano anterior. Em relação à energia eólica, enquanto o documento de 2010 tinha previsto deter 6875 MW em 2020, este novo documento apenas compromete 5300 MW. Esta alteração também está relacionada com o facto de a procura de energia ter diminuído, em grande parte devido a programas de eficiência energética.

Este novo PNAER estabelece a alteração da contribuição das fontes de energia renováveis para 2020 com base em valores de índices de 2010, em três grandes sectores: Transportes, sector do Aquecimento e Arrefecimento e no sector da Eletricidade.

Tabela 1: Objectivos do PNAER de 2013 da contribuição de fontes de energia renováveis para 2020, e os índices registados para 2010 [8].

Setores	Contribuição Renovável registada em 2010	Objetivo Contribuição para 2020
Transportes	5,5 %	10 %
Aquecimento e Arrefecimento	34,5 %	35,9 %
Eletricidade	41,1 %	59,6 %

No sector da eletricidade o objetivo de contribuição das renováveis é significativamente superior ao observado em 2010, uma diferença de aproximadamente de 20 %, como mostra a Tabela 1.

3. ESTADO DE ARTE

Os sistemas de previsão são os sistemas que permitem efetuarem a previsão de energia eólica para um parque, incorporam os respetivos modelos e com os dados numéricos meteorológicos para o local efetuam a previsão para o parque. Uma esquematização desses sistemas encontra-se na Figura 18.

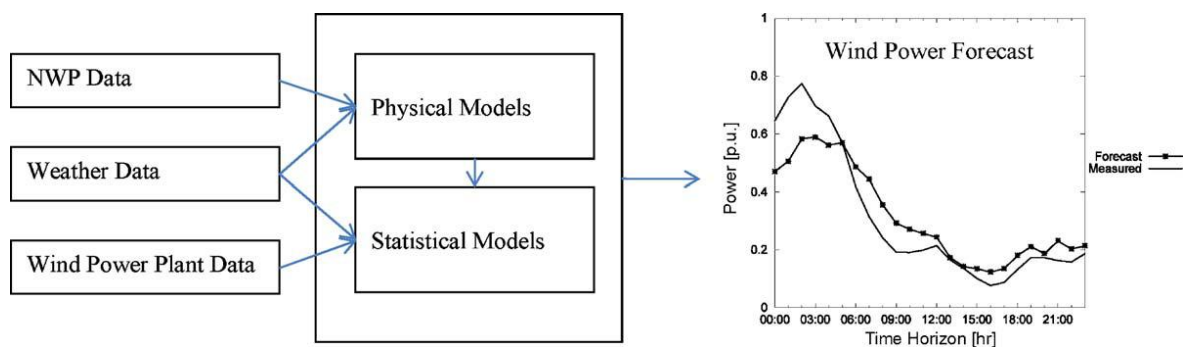


Figura 18: Exemplo de um sistema de um modelo híbrido de previsão de energia eólica [18].

As ferramentas de previsão de energia eólica já desenvolvidas e disponíveis podem ser classificadas de acordo com a sua metodologia e/ou horizonte temporal. Em relação ao horizonte temporal, a classificação é muito clara, contudo o mais aceitável são três categorias distintas:

- Previsões imediatamente curto prazo.
- Previsões de curto prazo.
- Previsões de longo prazo.

As **previsões imediatamente curto prazo**, tem o horizonte temporal muito curto, na ordem de alguns segundos até 8 horas, são usadas para realizar e regular operações na rede em tempo real. Estes sistemas são cruciais na participação no mercado intradiário, isto é, o mercado complementar ao mercado diário, onde se transaciona eletricidade para ajustar as quantidades transacionadas no mercado diário [17] [5].

As **previsões de curto prazo**, possuem o horizonte temporal até ao dia seguinte em que são realizadas. São estas as previsões que normalmente são usadas como suporte de decisão no mercado diário de eletricidade. Estas previsões têm um papel importante no despacho económico, que basicamente, consiste em determinar a melhor combinação de potências que deve entrar em funcionamento entre todas as unidades produtoras. Em sistemas como o nacional, onde a penetração de energia renovável é significativa, mais impacto estas previsões vão ter em todo o sistema [17] [5].

Por último, as **previsões de longo prazo**, tem como prazo horizonte temporal de vários dias, não estão relacionados nem como o mercado diário nem o intradiário de eletricidade. Este tipo de previsões está associado à programação de planos de manutenção do parque eólico e dos seus aerogeradores, para que esta se realize em períodos em que o recurso do vento seja o menor possível ou inexistente. Estas previsões, também podem auxiliar a gestão das centrais elétricas convencionais e na otimização do custo de operação. [17] [5].

Tabela 2: Classificação dos modelos de previsão segundo o horizonte temporal [17].

Horizonte Temporal		Aplicações
Imediatamente Curto Prazo	8 horas seguintes	<ul style="list-style-type: none"> • Operações em tempo real na rede. • Mercado intradiário.
Curto Prazo	Dia seguinte	<ul style="list-style-type: none"> • Despacho económico. • Mercado diário.
Longo Prazo	Vários dias seguintes	<ul style="list-style-type: none"> • Panos de manutenção. • Gestão de operação. • Otimização do custo de operação.

Em relação à sua metodologia, os modelos podem ser classificados de três formas:

- Modelos estatísticos.
- Modelos físicos.
- Modelos híbridos.

Os **modelos estatísticos**, são modelos puramente baseados em dados históricos de produção, de condições meteorológicas, etc. Usam abordagens de análise de séries temporais e métodos de inteligência artificial, como redes neurais e lógica difusa.

Os **modelos físicos** estão relacionadas com as leis físicas, modelam o comportamento do escoamento do fluído do ar, considerando a rugosidade e orografia do terreno, bem como a presença de obstáculos. Estes modelos consideram os valores discretizados da previsão meteorológica, mais conhecidos por *Numerical Weather Prediction* (NWP), nomeadamente, valores meteorológicos de temperatura, pressão, direção do vento e sua velocidade. Estes modelos em geral, transformam estes dados meteorológicos de previsão em potência prevista de saída do parque eólico correspondente.

Os **modelos híbridos** combinam abordagens dos modelos estatísticos e abordagens dos modelos físicos.

Tabela 3: Modelos de previsão de energia eólica [17].

Model	Desenvolvedor	Horizonte Temporal	Abordagem
WPMS,	ISCT, Germany	Imediatamente Curto Prazo	Estatístico
WPPT	IMM & DTU	Curto Prazo	Estatístico
Prediktor	Riso,	Curto Prazo	Físico
Zephyr	Riso, & IMM	Curto Prazo	Estatístico e Físico
WPFS Ver1.0	Chinese Electric Power Science Institute	Curto Prazo	Estatístico e Físico
ANEMOS	26 partners from 7 countries	Imediatamente Curto Prazo / Curto Prazo	Estatístico e Físico
ARMINES (AWPPS)	European Commission	Imediatamente Curto Prazo / Curto Prazo	Estatístico e Físico
Ewind	AWS Truewind	Curto Prazo	Estatístico e Físico
Sipreolico	University Carlos III & Red Eléctrica de Espana	Curto Prazo	Estatístico
Previento	Oldenburg University	Longo Prazo	Estatístico e Físico
LocalPred & RegioPred	CENER	Longo Prazo	Estatístico e Físico
WEPROG	UCC	Longo Prazo	Estatístico e Físico

A título experimental já foram usados 11 modelos diferentes em 6 parques em Espanha, Irlanda, Dinamarca e Alemanha com os mesmos dados meteorológicos de entrada, NWP. Os resultados foram inconclusivos, devido ao facto de nenhum dos modelos ser o melhor em todos os parques. Para diferentes parques o desempenho dos modelos revelou-se diferente [17].

A qualidade das previsões dependem de muitos fatores, um deles é a complexidade do terreno, assim quanto mais complexo o terreno for, piores serão as previsões.

Nos modelos físicos e híbridos em que estão dependentes dos dados meteorológicos de entrada, NWP, os erros dessas previsões vão afetar diretamente os valores de previsão de potência. Estima-se que seja o principal fator que afeta a previsão de potência estes erros de NWP, na ordem dos 80% [17].

4. MODELOS DE PREVISÃO

Neste capítulo apresentam-se os modelos teóricos propostos para a previsão da potência eólica. Os modelos são avaliados com dados de potência e climáticos registados no parque eólico do Pico Alto. Uma descrição sucinta do parque, assim como uma análise descritiva dos dados recolhidos são apresentadas na secção seguinte.

4.1. O PARQUE EÓLICO DO PICO ALTO

O parque Eólico do Pico Alto, ilustrado na Figura 19 é constituído por três aerogeradores do fabricante ENERCON, modelo E-82 de 2 MW de potência unitária. O parque localiza-se no concelho de Silves, distrito de Faro, na latitude de 37,263326 e longitude de -8,233238.

Este parque, que conta com uma potência instalada de 6MW, é propriedade do grupo EDP Renováveis e iniciou a sua produção em Agosto de 2007.



Figura 19: Imagem do parque éólico do pico alto obtida através do *software* google Earth.

Através da ferramenta *google earth* é possível construir o *layout* do parque, apresentado na Figura 20, e assim adquirir uma ideia sobre a forma como esses três aerogeradores estão localizados no parque. Observou-se que a distância entre eles é de, aproximadamente, 250 metros e seguem uma disposição horizontal, tomando como referência a rosa-dos-ventos.

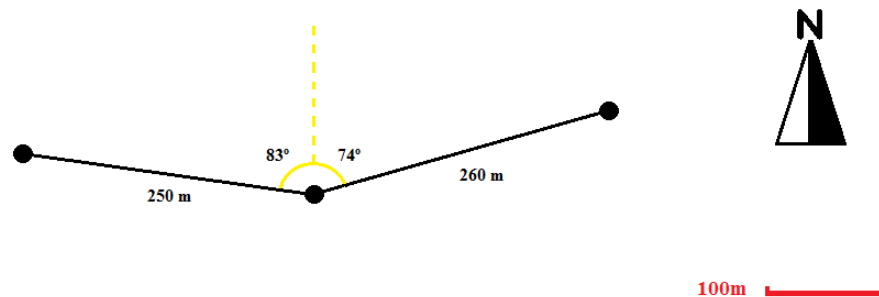


Figura 20: *Layout* do parque eólico do Pico Alto.

Para a realização deste trabalho, foram fornecidos pelo grupo EDP Renováveis dados provenientes do sistema SCADA dos próprios aerogeradores. Este sistema regista, para além de valores meteorológicos, como a velocidade do vento à altura do rotor e respetiva direção, valores da potência gerada. Os dados, registados em cada um dos aerogeradores, dizem respeito ao período de 1 de Janeiro de 2012 (00h00m) a 26 de Março de 2014 (13h10m). Os registos têm um período de 10 minutos, sendo o valor de cada registo obtido pela média dos registos dos últimos 10 minutos.

A produção do parque num dado instante é obtida pela soma da potência produzida por cada aerogerador no referido instante.

Note-se que em alguns instantes não foram registados valores devido a avarias no sistema de recolha de informação ou devido a estes dados estarem desajustados. Assim, e dado que a qualidade dos dados influencia o desempenho dos modelos, é importante ter em consideração que alguns registos podem não estar isentos de erro, e para contornar essa situação é necessário o uso de filtros, para filtrar esses registos.

O número de observações válidas para análise é 117169, cada observação possui o valor de velocidade, direção do vento e potência gerada. Destas observações, 93735 formam o conjunto de teste, ou seja valores que serão usados para a criação dos modelos e correspondem a 80% das observações do conjunto inicial. Os restantes 23434 registos constituem o conjunto de validação, correspondem aos restantes 20% dos registos, estes registos não entram na construção dos modelos de forma a não influenciarem os resultados.

Em cada período, o sistema SCADA do aerogerador regista, para além do valor médio, os valores mínimo e máximo da velocidade do vento observados durante os 10 minutos correspondentes ao período. A Tabela 4 mostra, para cada aerogerador, a média e respetivo desvio padrão dos valores observados. Da análise desta tabela pode concluir-se que os valores da velocidade do vento à altura do rotor, são diferentes para os diferentes aerogeradores, mesmo estando estes a poucas centenas de metros uns dos outros. Enquanto que a velocidade média no aerogerador 1 é de 5,9 m/s, no aerogerador 3, distanciado apenas por aproximadamente 500 metros, esta velocidade é 6,1 m/s.

Tabela 4: Estatísticas correspondentes à velocidade do vento para cada aerogerador.

Aerogerador	Média (X)		Mínimo (Y)		Máximo (Z)	
	\bar{x}	σ_x	\bar{y}	σ_y	\bar{z}	σ_z
Nº1	5,9	2,67	4,5	2,28	8,2	3,65
Nº2	5,8	2,66	4,4	2,21	8,3	3,63
Nº3	6,1	2,76	4,7	2,36	8,5	2,36

O sistema SCADA regista os valores de direção do vento – ângulos -- em graus, no entanto, estes ângulos não são registados no intervalo 0° a 360°, mas sim no intervalo -

1080° a 1080°. Este intervalo corresponde a 6 voltas, 3 no sentido horário e outras 3 no sentido anti-horário, está relacionado com as restrições nas cablagens, sem as quais o sistema de controlo as cablagens atingiria o limite de torção. De acordo com esse sistema de controlo, ao atingir o limite de três voltas o aerogerador pára e volta para a posição de referência para destorcer as cablagens, não produzindo energia durante esse período de rotação.

Para as análises seguintes os ângulos observados foram convertidos para o intervalo 0° a 360°.

Na Figura 21, é possível observar a distribuição da direção da velocidade do vento para cada aerogerador e a média do parque.

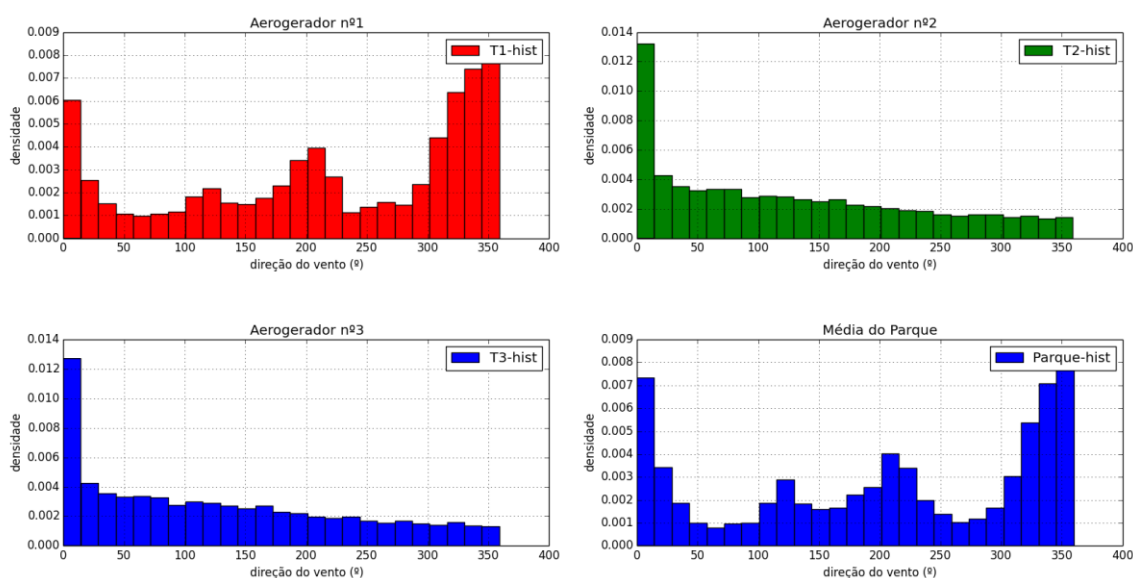


Figura 21: Distribuição da direção do vento no parque eólico do pico alto de janeiro de 2012 e 2013, em que o ângulo 0° está referenciado à direção Norte.

O aerogerador nº1 destaca-se por não apresentar uma distribuição da direção do vento semelhante à dos aerogeradores nº2 e nº3, conforme seria esperado. Esta diferença pode ter sido provocada por, eventuais, erros do sistema de medição do aerogerador nº1 ou por defeitos de calibragem do próprio sistema. Importa, contudo, também referir que num parque eólico os aerogeradores não têm necessariamente de estar sujeitos à mesma direção do vento, já que esta direção pode ser influenciada pelo relevo e dinâmica de escoamento das massas de ar do parque.

Geralmente cada PE possui uma infraestrutura designada de torre meteorológica com o objetivo de recolher dados meteorológicos, como a velocidade do vento e sua direção entre outros. Nos dados disponibilizados apenas constam valores meteorológicos provenientes dos aerogeradores, possivelmente pela inexistência dessa infraestrutura, visto que o parque apenas tem 3 aerogeradores.

Esta distorção dos valores de direção do aerogerador nº1 em relação aos outros dois tem forte influência no cálculo da média da direção do para o parque em geral. Assim, este enviesamento pode ser um fator com potencial para perturbar o bom desempenho dos modelos propostos para a previsão da potência.

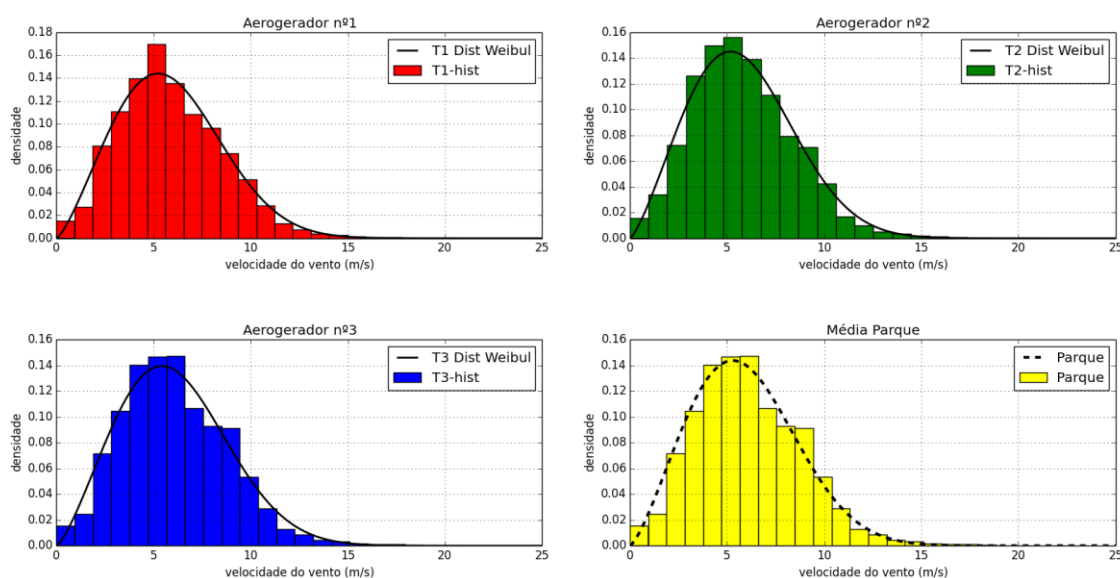


Figura 22: Distribuição da velocidade do vento para cada aerogerador e para média do parque eólico do Pico Alto, durante o período de 2012 e 2013.

Na Figura 22, estão representados os histogramas das velocidades do vento para cada aerogerador e para média do parque, durante o período de 2 anos. A análise da distribuição da velocidade vento é, geralmente, realizada em períodos anuais, uma vez que a velocidade do vento depende do período do ano, dessa forma dois anos considerados para estudo, 2012 e 2013, de forma individual.

A distribuição de Weibull é, geralmente, a distribuição teórica que melhor modela os valores de velocidade do vento num certo local. A distribuição de Weibull biparamétrica possui dois parâmetros: A e k. O parâmetro A está relacionado o valor médio anual da velocidade do vento no local e respetiva disponibilidade, o valor deste parametro varia entre os valores de 2 e 8. Enquanto que o valor de k varia entre 1,5 e 2,8 e está relacionado com o desvio padrão, e que para um local se traduz na dispersão da velocidade do vento.

Tabela 5: Parametros da distribuição de Weibull para cada aerogerador e a para a média do Parque.

Distribuição de Weibul		
	A	k
Aerogerador nº1	6,65 (m/s)	2,33
Aerogerador nº2	6,60 (m/s)	2,33
Aerogerador nº3	6,88 (m/s)	2,34
Média Parque	6,70 (m/s)	2,35

Na Tabela 5 estão representados as estimativas dos valores dos parâmetros da distribuição de Weibull que modela a velocidade do vento em cada aerogerador e para a média do parque. Estes valores dos coeficientes apresentados na Tabela foram obtidos computacionalmente através da ferramenta *python* (Anexo B).

Como seria de esperar estes coeficientes apresentam valores muito próximos, contudo é entre o aerogerador nº1 e o nº3 que a diferença observada é maior, fato que não surpreende uma vez que são os aerogeradores mais distanciados entre si.

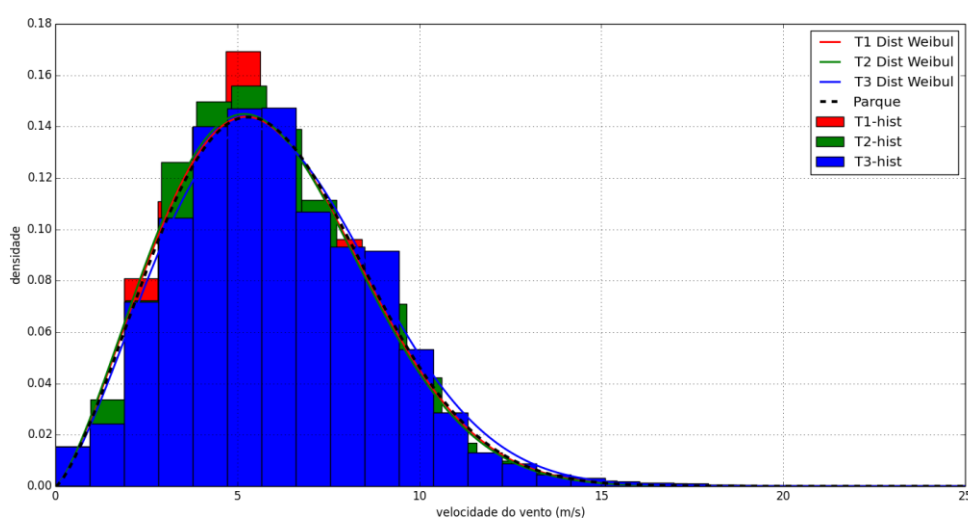


Figura 23: Comparação da distribuição de Weibul para cada aerogerador do parque eólico do Pico Alto.

A comparação da distribuição da velocidade do vento e da respetiva função de Weibull pode ser analisada na Figura 23. De acordo com esta figura, a velocidade do vento distribui-se de forma semelhante mas não igual.

A Figura seguinte (Figura 24) permite a comparação entre as curvas de Weibull do vento de cada aerogerador e do parque e a curva de potência teórica do aerogerador. Facilmente se observa que a maioria dos valores de vento se situam na zona não linear da curva de potência, entre valores da velocidade de *cut-in*, cerca de 3 m/s e de valores de velocidade de 13 m/s, correspondendo à *rated-speed*. Desta forma, na maior parte dos casos, pequenas variações de velocidade vão provocar significativas alterações na potência gerada.

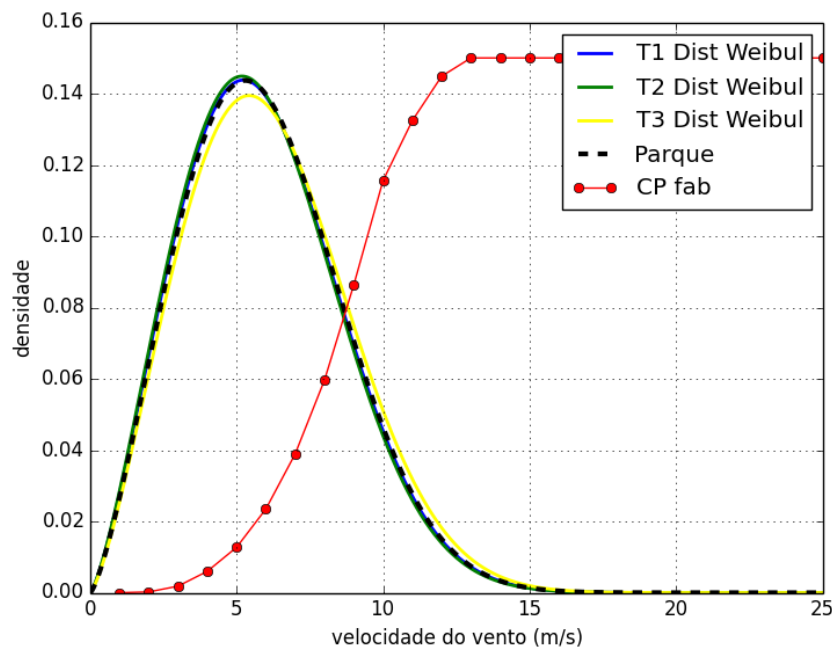


Figura 24: Distribuição de Weibull para a velocidade do vento nos três aerogeradores e no parque e a curva de potência do aerogerador ENERCON E-80.

Como o objetivo deste trabalho é obter uma previsão da potência gerada a partir de informação do vento, além de se compreender como se distribui os valores do vento no parque, é importante compreender como esta velocidade se relaciona com a potência gerada.

Representando os valores de potência do parque em função da velocidade do vento comprova-se que a relação empírica existente entre essas duas variáveis é semelhante à relação descrita pela curva de potência de um aerogerador (veja-se a Figura 25).

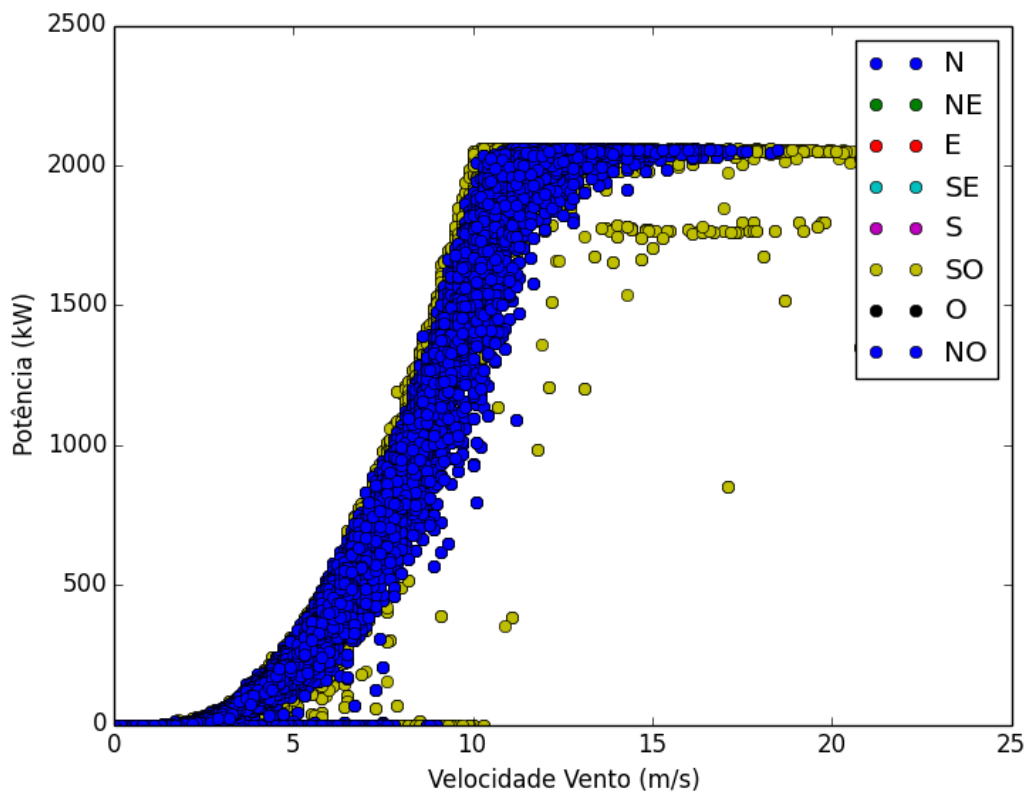


Figura 25: Potência de um aerogerador nº1 em função da velocidade do vento do PE do Pico Alto.

A observação da Figura 25 permite concluir que existe situações onde diferentes valores da velocidade do vento produzem a mesma potência, o que não era esperado. Por exemplo, a potência de 1000 kW foi obtida através de valores de velocidade compreendidos entre os 7,5 m/s e os 10 m/s.

Os dados representados na figura anterior não foram sujeitos a qualquer processo de filtragem, processo designado de *data cleaning*, que tal como o nome sugere, é um

processo que elimina os dados de com erros ou de fenômenos sem interesse para o modelo. Este processo é crucial para o bom desempenho de qualquer modelo [19].

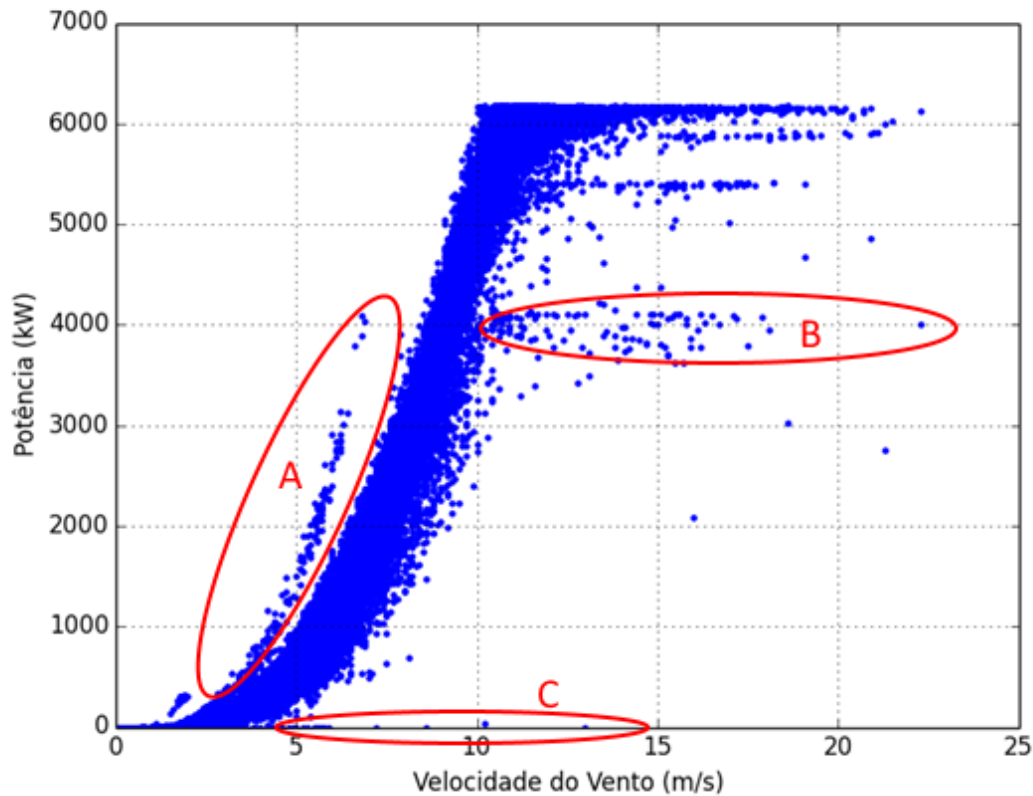


Figura 26: Valores de potência em função da velocidade no Parque Eólico do Pico Alto, do período de Janeiro de 2012 a Março de 2014.

Analisando a Figura 26 pode concluir-se que os valores de potência de todo o parque (função da média da velocidade no parque) apresentam um comportamento semelhante aos valores de potência para um só aerogerador.

Na Figura 26, assinalado em “A”, é possível observar que alguns valores de velocidades de vento, a potência gerada é superior ao esperado, estes valores estão associados a erros nos sistemas de medição da velocidade do vento. Assinalado a “B” na Figura é possível observar que a potência foi limitada aos 4000 kW, este fenómeno pode estar relacionado com o fato de um dos aerogeradores estar desativado por motivo de falha ou manutenção.

Ainda na mesma Figura 26, assinalado em “C” é possível verificar a existência de pontos cujo valor de potência é próximo de zero e a velocidade do vento foi superior à velocidade de *cut-in* dos aerogeradores, isto é, há vento no parque e a potência gerada é zero, pode ser justificada devido a vários fatores: por erros no sistema de medição, os aerogeradores estarem em períodos de manutenção ou então os aerogeradores estarem parados devido a falhas.

Uma vez que a direção do vento condiciona a potência produzida, em grande parte, devido à complexidade dos terrenos onde os parques estão localizados, surgiu a ideia de segmentar os dados de acordo com a direção do vento. Assim, numa primeira abordagem é feita a segregação dos dados de acordo com as 4 direções:

- Norte - $[0^\circ, 45^\circ[$ e $[315^\circ, 360^\circ[$.
- Este - $[45^\circ, 135^\circ[$.
- Sul - $[135^\circ, 225^\circ[$.
- Oeste - $[225^\circ, 315^\circ[$.

Os resultados desta segmentação são ilustrados na Figura 27. Embora, à primeira vista, não existam grandes diferenças entre os quatro gráficos, a segmentação realizada pode representar melhorias significativas no desempenho dos modelos.

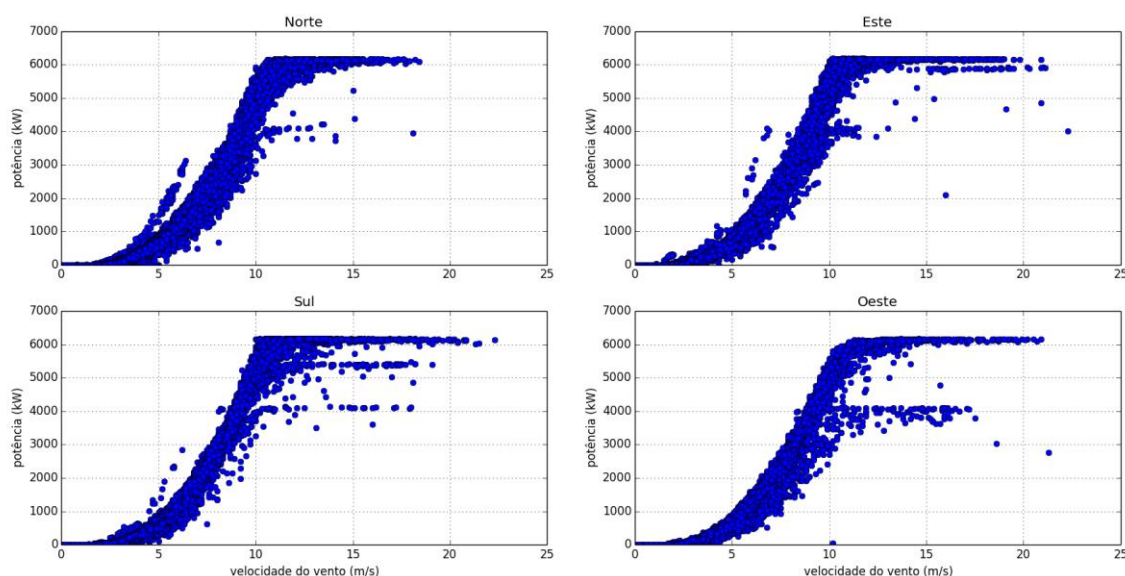


Figura 27: Valores de potência em função da velocidade do vento para as quatro direções consideradas: Norte, Este, Sul e Oeste.

Numa segunda abordagem, a segregação dos dados é também realizada com base na direção do vento mas agora tendo em conta a seguinte categorização:

- Norte – $[0^\circ. 22,5^\circ[$ e $[337,5. 0^\circ[$.
- Nordeste – $[22,5^\circ. 67,5^\circ[$.
- Este – $[67,5^\circ. 112,5^\circ[$.
- Sudeste – $[112,5^\circ. 157,5^\circ[$.
- Sul – $[157,5^\circ. 202,5^\circ[$.
- Sudoeste – $[202,5^\circ. 247,5^\circ[$.
- Oeste – $[247,5^\circ. 292,5^\circ[$.
- Noroeste – $[292,5^\circ. 360^\circ[$.

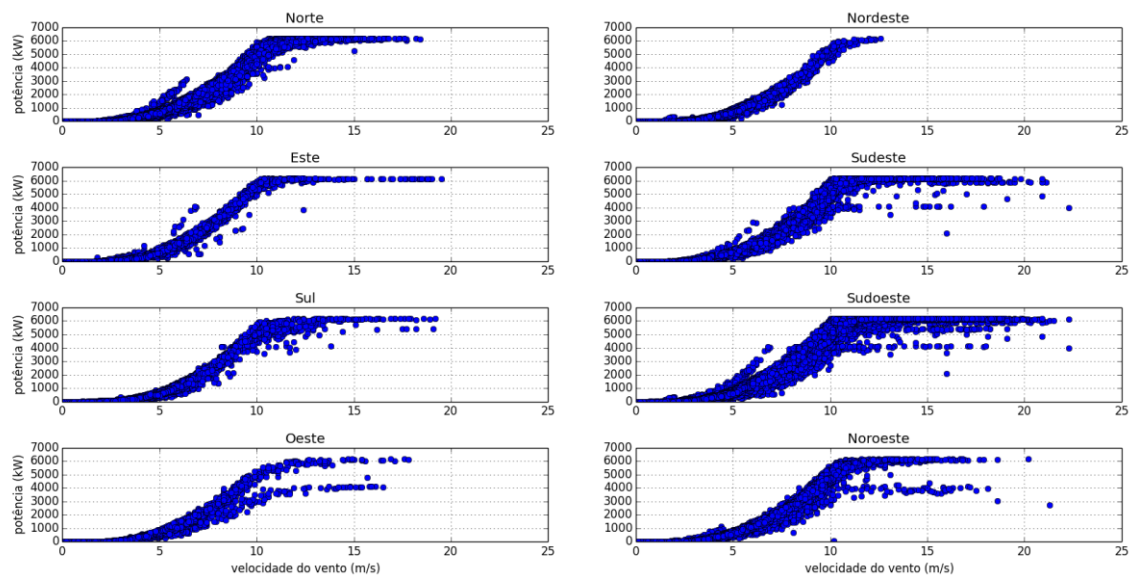


Figura 28: Valores de potência em função da velocidade do vento para as oito direções consideradas.

A segunda segregação (veja-se a Figura 28) permite concluir que no comportamento dos valores da potência para as diferentes direções.

4.2. MODELO DE CURVA DE POTÊNCIA DO FABRICANTE

Este modelo é o mais simples e o mais acessível pois não é necessário ter acesso a dados de potência para o obter. As curvas de potência são disponibilizadas pelos próprios fabricantes e devido a sua importância na caracterização e análise económica de qualquer parque eólico, existe uma norma Europeia standardizada EN 61400-12-1 [4].

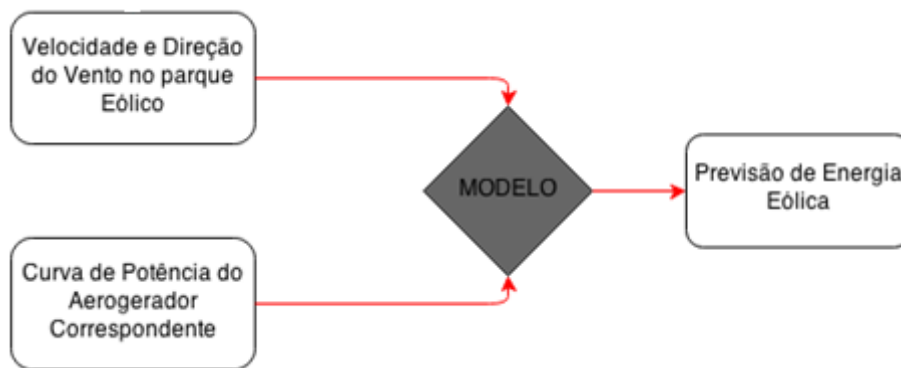


Figura 29: Diagrama do modelo de curva de potência do fabricante.

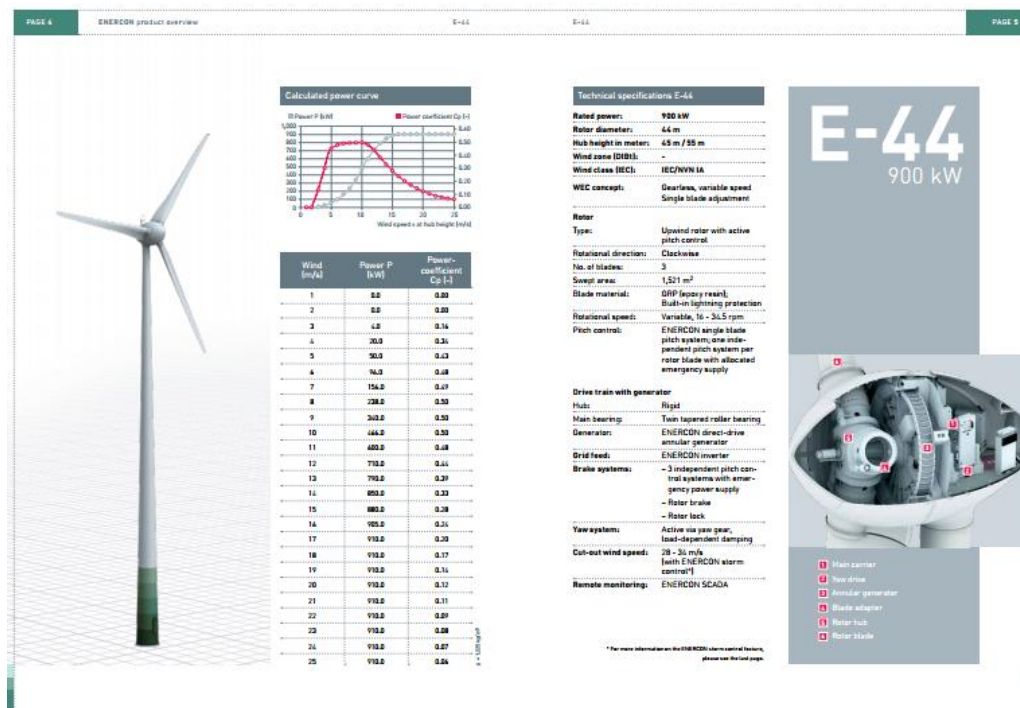


Figura 30: Exemplo do manual de um aerogerador fornecido pelo fabricante com a respectiva curva de potência e outras especificações, neste caso, ENERCON E-44 900 kW [3].

Como já referido, as curvas de potência de um aerogerador são fornecidas pelo fabricante. Na Figura 30 é possível observar os valores discretizados de potência para diferentes valores da velocidade do vento. Contudo, estas curvas são obtidas em condições controladas, como, por exemplo, túneis de vento onde fatores como a turbulência e outros não são considerados. Assim sendo, é de esperar que a curva de potência teórica não consiga explicar adequadamente a dinâmica do parque, justificando-se, desta forma, a necessidade da procura de modelos alternativos para a previsão de potência.

Os valores de potência, obtidos de acordo com a curva de potência do fabricante do modelo do aerogerador, são calculados através da execução da função `def enercon_e82_2000` escrita na linguagem *Python* para o efeito (Anexo A) [20]. Esta função é apresentada em seguida e tem, como parâmetros de entrada, a velocidade do vento e o número de aerogeradores do mesmo tipo para os quais se pretende calcular a potência produzida.

```
import numpy.

def enercon_e82_2000(vel_vento,num_aero):
    x1 =
    [1,2,3,4,5,6,7,8,9,10,11,12,13,14,15,16,17,18
    ,19,20,21,22,23,24,25,25.01,50].
    y1 =
    [0,3.0,25.0,82.0,174.0,321.0,532.0,815.0,1180
    .0,1580.0,1810.0,1980.0,2050.0,2050.0,2050.0,
    2050.0,2050.0,2050.0,2050.0,2050.0,2050.0,205
    0.0,2050.0,2050.0,2050.0,0,0].

    power_kW = numpy.interp(vel_vento,x1,y1).
    return num_aero * power_kW.
```

A função `def enercon_e82_2000` possui, em forma de arranjo¹ ou em forma de variável indexada (*Array* em Inglês), os valores discretos da curva de potência do fabricante, cujo quais foram retirados no próprio manual do modelo Enercon E82. Na componente *array x1* do arranjo estão os valores de velocidade do vento e no componente *array y1* estão os valores correspondentes da potência.

Os valores da potência correspondentes um determinado vector de velocidades do vento são então obtidos por interpolação linear através da função `interp` da biblioteca *numpy*. Esta função recebe três argumentos, os valores da velocidade do vento, cujo correspondente valor da potência se pretende conhecer, o *array x1* com valores da velocidade do vento e o *array y1* com os valores da potência correspondente.

¹ Trata-se de uma estrutura de dados que armazena uma coleção de elementos de tal forma que cada um dos elementos possa ser identificado por, pelo menos, um índice.

A Figura 31 mostra, para um aerogerador, a curva de potência obtida com base no modelo curva de potência do fabricante. Mostra ainda os valores da potência gerada pelo aerogerador durante um determinado período. Nesta figura, é possível observar um bom desempenho do modelo curva de potência do fabricante na modelação dos dados apresentados. A curva obtida parece conseguir modelar adequadamente a evolução típica, em função da velocidade do vento, da potência.

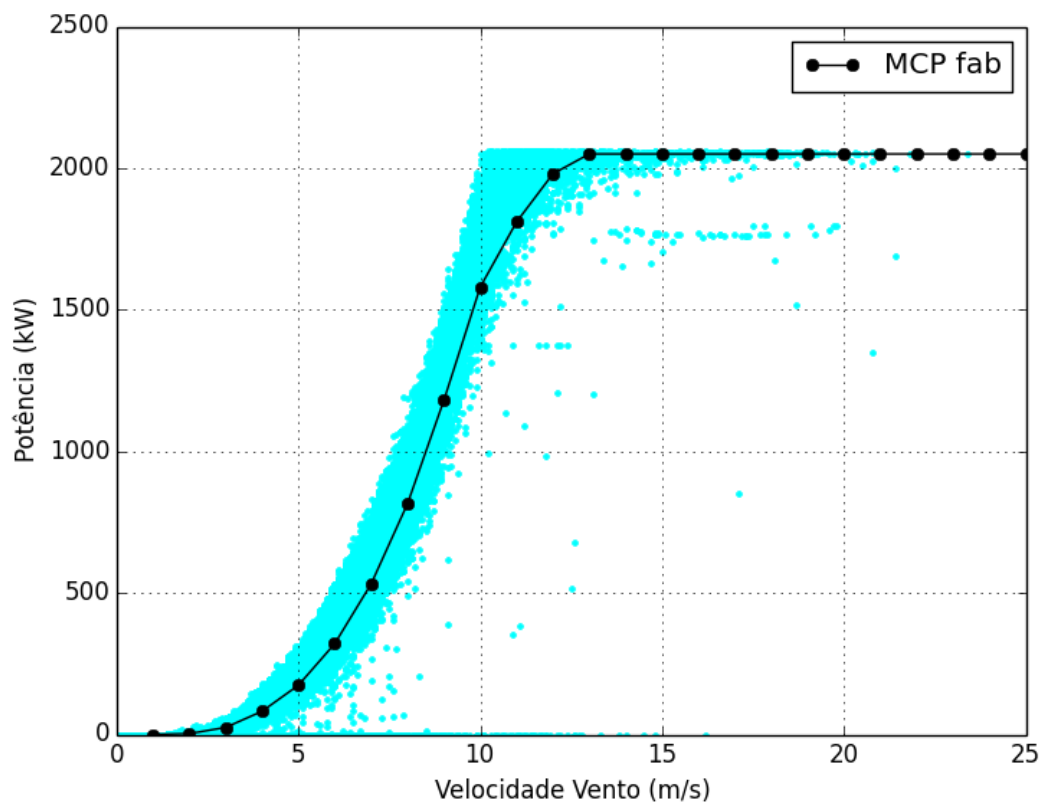


Figura 31: Curva de potência do aerogerador ENERCOM E-82 2000 kW e vários valores de potência para as velocidades de vento recolhidas no aerogerador.

Na modelação da potência do parque eólico considerou-se a potência de saída do parque como a soma das potências obtidas com o modelo curva de potência de cada aerogerador do parque. Esta abordagem é também designada de *Aggregate-measured power curve* (AMPC), e embora grosseira, trata-se de uma primeira abordagem ao problema.

A Figura 32 mostra, para o PE do Pico Alto, a curva de potência obtida segundo o modelo AMPC. A função `def enercon_e82_2000` produz os valores desta curva, desde que os aerogeradores tenham todos a mesma curva de potência do fabricante.

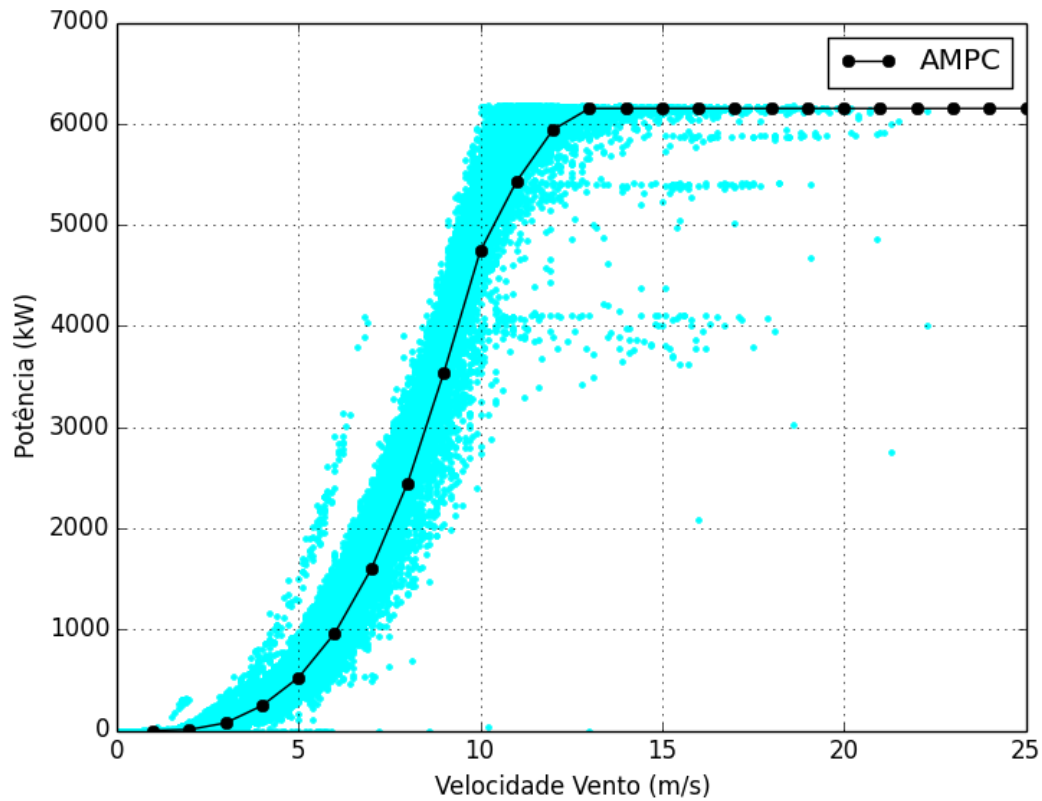


Figura 32: Modelo *aggregate-measured power curve* para o PE do Pico Alto.

Uma vantagem deste modelo é que não necessita dos valores históricos de produção do PE, constituindo assim um modelo a ter em conta para modelar a potência produzida num parque eólico na fase inicial de projeto.

Os modelos adiante apresentados consideram dados históricos de produção e meteorológicos. Para o ajuste desses modelos foram escritas várias funções que, por uma questão de simplicidade e sem perda de generalidade, consideram os dados históricos em formato **.csv (comma separated values)*. A função abre uma nova janela para seleccionar o ficheiro **.csv* e retorna 3 *arrays*, com os dados de: velocidade do vento (m/s), direção do vento (0°-360°) e potência eléctrica (kW):

```

from tkinter.filedialog import askopenfilename.
import csv.

def getCSVData():
    file=askopenfilename().
    print('Ficheiro selecionado: '+format(file)).
    fileCSV=open(file, 'rt').
    data = csv.reader(fileCSV, delimiter=".",
quotechar='|').
    table=[].
    for row in data:
        table.append(row).
    A = np.array(table).
    nTotal = len(table).
    vel_vento=[].
    potência=[].
    direcao_vento=[].
    for i in range(nTotal):
        direcao_vento.append([]).
        potência.append([]).
        direction.append([]).
        direcao_vento[i]=table[i][0]. #índice 10
corresponde à Potência Prevista
        potência[i]=table[i][2].
        direction[i]=table[i][1].
    print('Dados lidos com sucesso!').

    return vel_vento, direcao_vento, potência.

```

4.3. MODELOS POLINOMIAIS

As funções polinomiais são, frequentemente, usadas para modelar os valores de potência de um parque eólico. Assim, foram consideradas neste trabalho funções polinomiais de 3 graus diferentes: terceiro, quarto e quinto grau. No início da modelação polinomial foram também consideradas funções polinomiais de segundo grau, no entanto, perante os maus resultados obtidos, estes foram descartados.

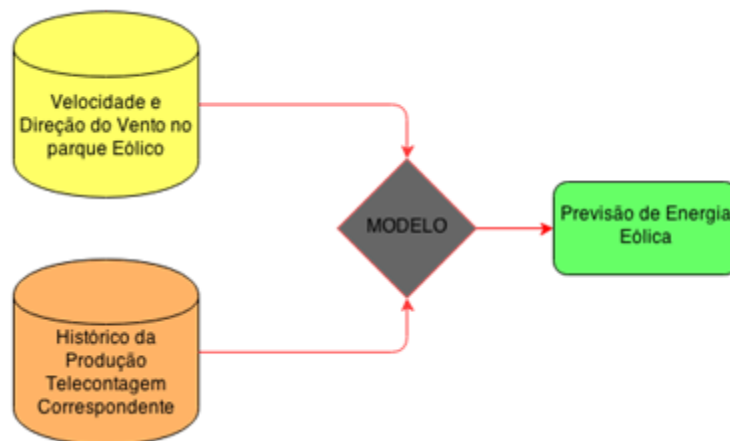


Figura 33: Diagrama dos modelos por polinómio.

Para o ajuste destes modelos é necessário o histórico dos valores da velocidade do vento, da direção do vento e da respetiva potência gerada, tal como mostra a Figura 33. Com o histórico destas variáveis é possível estimar os coeficientes das funções polinomiais e depois transformar valores de previsão meteorológicos em valores de potência elétrica.

4.3.1. POLINÓMIO DE 3º GRAU

Este modelo consiste na estimação de uma função polinomial de 3º grau para modelar a curva de potência do parque. O modelo é traduzido matematicamente pela expressão seguinte

$$P(v) = a \cdot v^3 + b \cdot v^2 + c \cdot v + d$$

onde que $P(v)$ é a potência produzida pelo parque em função da velocidade do vento, v . Os coeficientes a, b, c e d são estimados com o recurso à ferramenta informática *Python*, executando funções da biblioteca *numpy*. A função `polyfit`, que implementa o método dos mínimos quadrados ordinário, tem como parâmetros de entrada, a velocidade do vento x_{total} , a correspondente potência gerada y_{total} , e o grau do polinómio a estimar $poly_n$, que neste caso é 3.

```
import numpy.

z_total, residuals_total, rank_total,
singular_values_total, rcond_total =
numpy.polyfit(x_total, y_total, poly_n,
full='TRUE')
f_total = np.poly1d(z_total)
```

Os coeficientes a, b, c e d estão no *array* z_{total} , pela mesma ordem dos índices do *array*.

As estimativas dos coeficientes, para cada abordagem, encontram-se na Tabela 6. Para cada caso é apresentado, para além dos valores das estimativas, o valor do índice residual que permite, de certa forma, avaliar a qualidade do ajuste do modelo.

Tabela 6: Estimativas dos coeficientes das funções polinomiais de 3ºGrau e o índice residual correspondente.

		Coeficientes				Residual
		a	b	c	d	
1 Direção	-	-6,90E+00	1,84E+02	-7,86E+02	8,53E+02	8,31E+17
4 Direções	N	-7,86E+00	2,09E+02	-9,77E+02	1,27E+03	3,24E+17
	E	-6,44E+00	1,70E+02	-6,49E+02	5,88E+02	1,35E+17
	S	-6,66E+00	1,78E+02	-7,36E+02	7,28E+02	2,01E+17
	O	-6,44E+00	1,70E+02	-6,49E+02	5,88E+02	1,35E+17
8 Direções	N	-8,05E+00	2,13E+02	-9,97E+02	1,30E+03	2,15E+17
	NE	-1,93E+00	1,03E+02	-3,95E+02	3,81E+02	1,33E+16
	E	-6,99E+00	1,82E+02	-6,97E+02	6,43E+02	3,50E+16
	SE	-6,63E+00	1,74E+02	-6,75E+02	6,01E+02	1,49E+17
	S	-6,84E+00	1,81E+02	-7,68E+02	7,93E+02	5,02E+16
	SO	-6,74E+00	1,80E+02	-7,43E+02	7,58E+02	4,99E+17
	O	-6,03E+00	1,54E+02	-5,74E+02	5,27E+02	2,18E+16
	NO	-8,47E+00	2,18E+02	-1,01E+03	1,28E+02	1,47E+17

Na Figura 34, Figura 35 e Figura 36 estão representadas as funções polinomiais de 3º grau para as diferentes abordagens.

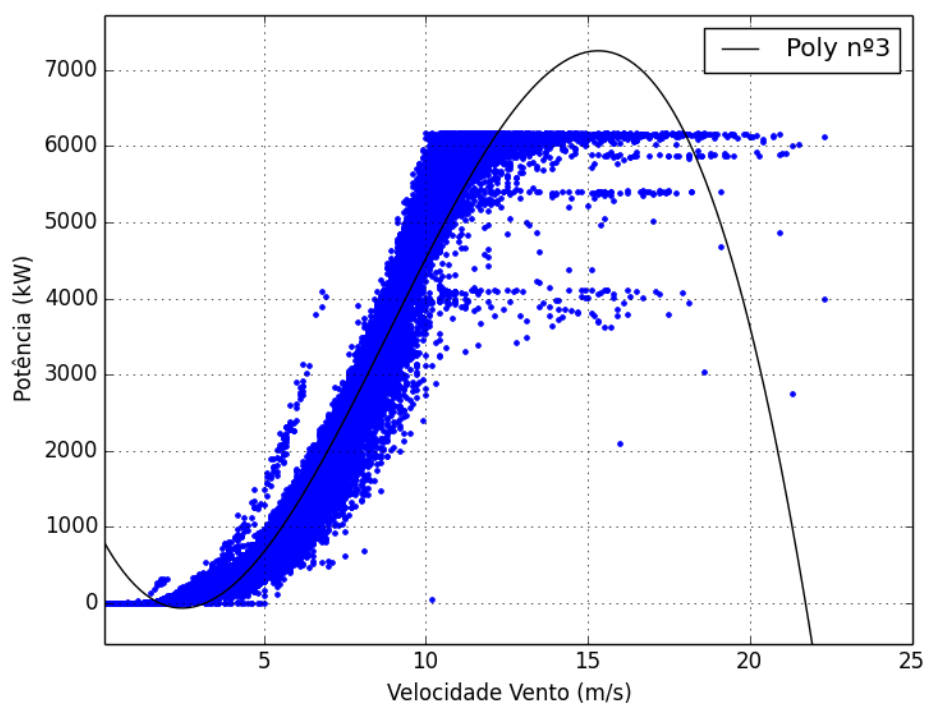


Figura 34: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 3ºGrau.

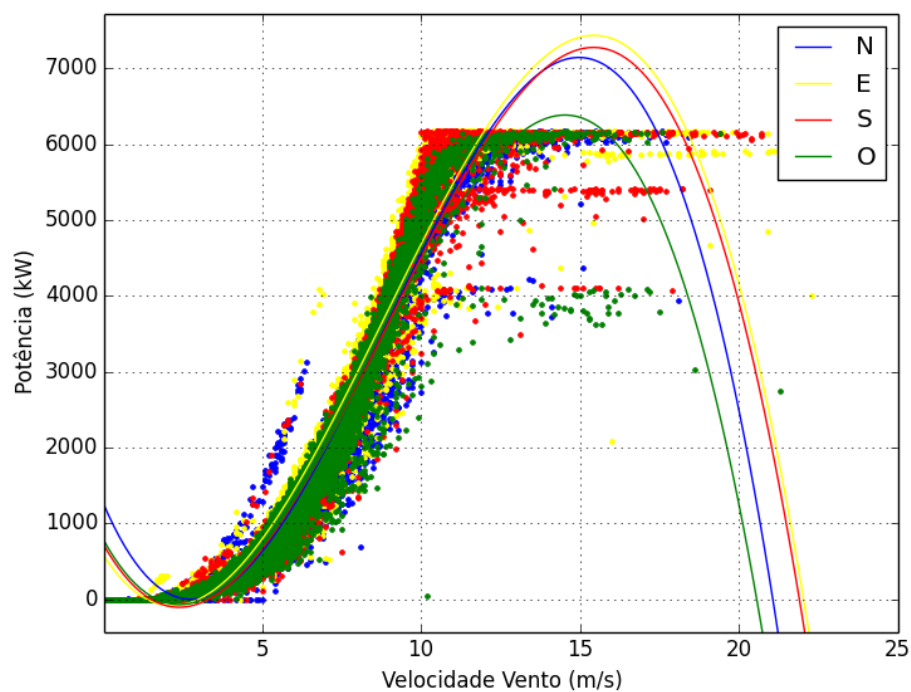


Figura 35: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 3ºGrau, para 4 direções: Norte, Este, Sul e Oeste.

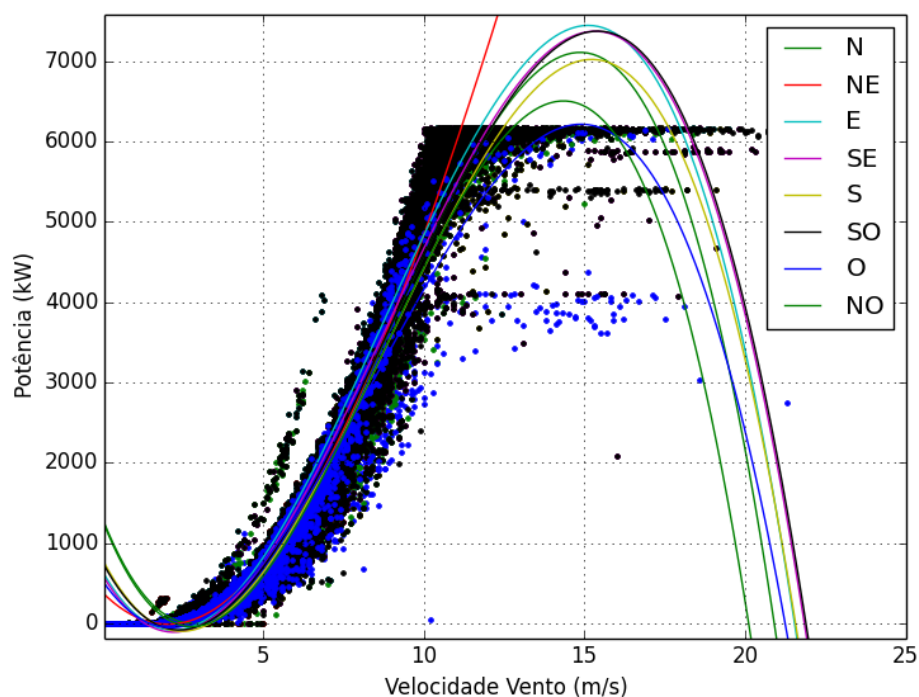


Figura 36: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 3º Grau, para 8 direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.

Ao utilizar funções polinomiais de terceiro grau para modelar a potência produzida em função do vento, é possível, graficamente, perceber diferenças entre as diferentes direções do vento. As funções resultantes do modelo revelam bom desempenho para velocidades entre os 2 m/s e 12 m/s, para velocidades superiores a 17 m/s o modelo torna-se completamente inútil.

Na Tabela 7 é possível observar que o valor do resíduo é bastante alto para todas as abordagens, contudo tende a diminuir da abordagem sem segregação dos valores para a abordagem baseada em quatro direções e desta para abordagem para oito direções.

4.3.2. POLINÓMIO DE 4º GRAU

Considera-se agora um polinómio de 4º grau para modelar a potência em função de dados do vento. Aqui o modelo é traduzido matematicamente pela expressão seguinte

$$P(v) = a \cdot v^4 + b \cdot v^3 + c \cdot v^2 + d \cdot v + e$$

Os coeficientes a , b , c , d e e são obtidos da mesma forma que os coeficientes dos polinómios de 3º Grau. As estimativas destes coeficientes estão representadas na Tabela 8.

Tabela 8: Coeficientes das funções polinomiais de 4º Grau e o residual correspondente.

		Coeficientes					Residual
		a	b	c	d	e	
Sem Direção	-	-3,57E-02	-5,67E+00	1,71E+02	-7,29E+02	7,84E+02	8,30E+17
4 Direções	N	-6,60E-01	1,26E+01	-3,86E+00	-1,25E+02	2,16E+02	2,64E+17
	E	1,41E-01	-1,15E+01	2,28E+02	-8,85E+02	8,57E+02	1,30E+17
	S	1,05E-01	-1,04E+01	2,20E+02	-9,85E+02	9,23E+02	1,98E+17
	O	1,41E-01	-1,15E+01	2,28E+02	-8,85E+02	8,57E+02	1,30E+17
8 Direções	N	-6,00E-01	1,08E+01	1,48E+01	-1,92E+02	2,89E+02	1,79E+17
	NE	-1,21E+00	2,60E+01	-1,11E+02	2,33E+02	-1,70E+02	1,05E+16
	E	-3,66E-02	-5,75E+00	1,68E+02	-6,48E+02	5,92E+02	3,49E+16
	SE	1,92E-01	-1,36E+01	2,56E+02	-1,01E+03	9,89E+02	1,41E+17
	S	-2,50E-01	1,27E+00	9,87E+01	-4,61E+02	4,72E+02	4,66E+16
	SO	3,47E-03	-7,97E+00	1,94E+02	-7,99E+02	8,24E+02	4,98E+17
	O	-3,70E-01	4,95E+00	5,30E+01	-2,41E+02	2,13E+02	1,95E+16
	NO	-2,42E-01	-4,13E-01	1,30E+02	-6,49E+02	8,17E+02	1,41E+17

Na Figura 37: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 4º Grau. Figura 37, Figura 38 e Figura 39 estão representados as funções polinomiais de 4º grau para as três abordagens consideradas.

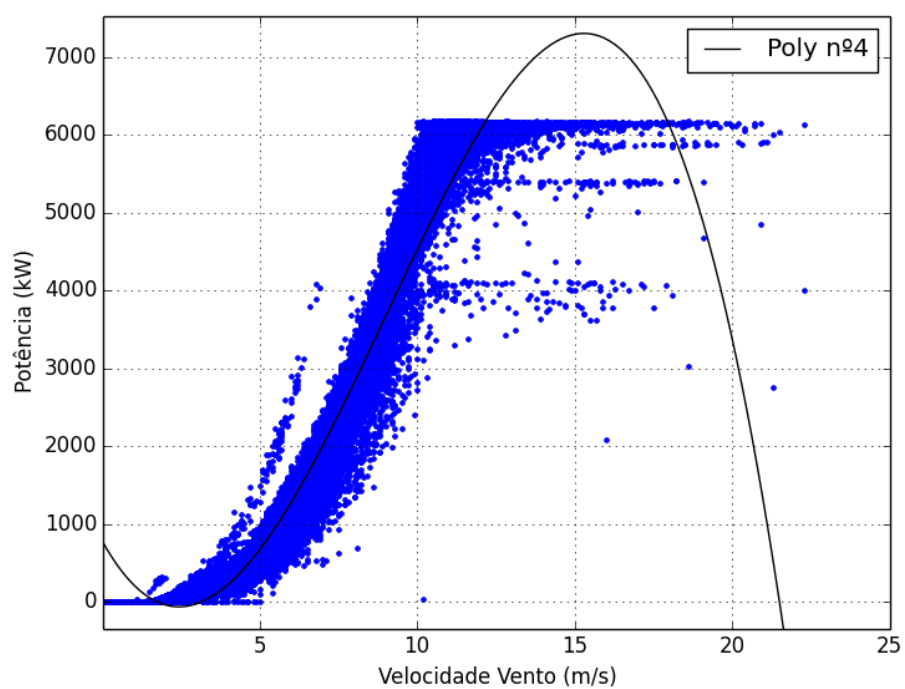


Figura 37: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 4ºGrau.

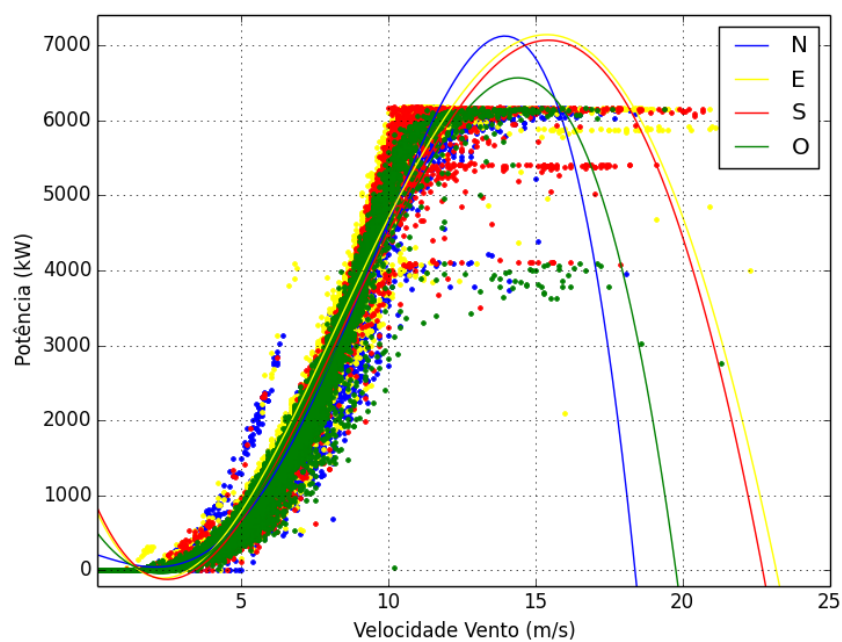


Figura 38: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 4ºGrau, para 4 direções: Norte, Este, Sul e Oeste.

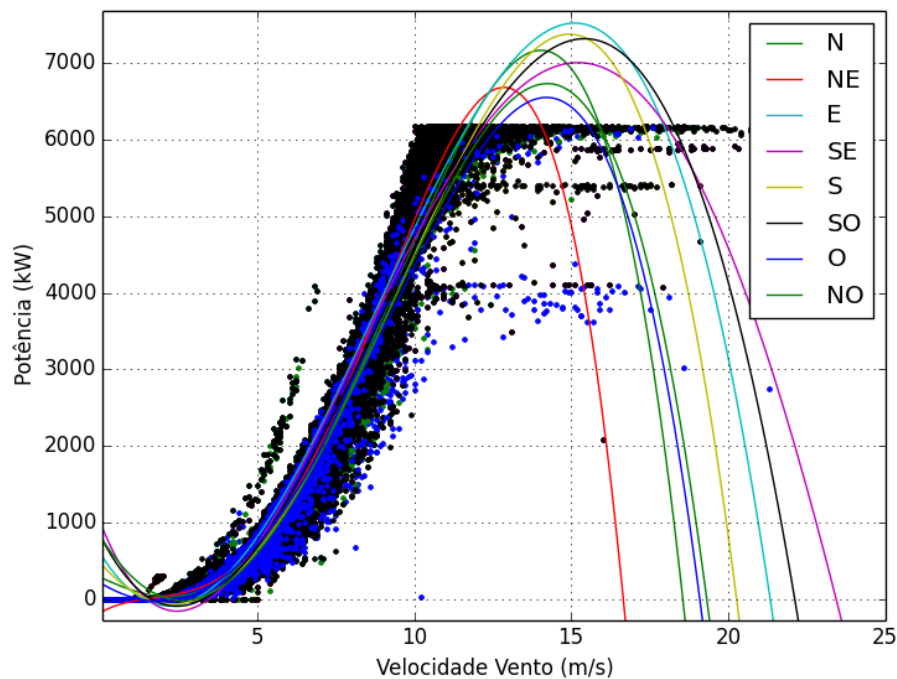


Figura 39: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 4º Grau, para 8 direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.

Como é possível reparar, a abordagem dos modelos polinomiais de 4º grau é muito similar aos dos modelos de 3º grau. Este modelo consegue modelizar bem o parque para velocidades entre cerca de 3 m/s e cerca de 12 m/s. Contudo para velocidades superiores, como se pode observar nos Figuras 36, 37 e 38, o modelo polinomial de 4º grau não consegue representar o comportamento do parque.

Em relação ao valor do índice residual, pode-se constatar na Tabela 7, que tal como para a abordagem do polinómio de 3º grau, estes valores além de serem elevados, tendem a diminuir com a segregação dos dados por direção do vento.

4.3.3. POLINÓMIO DE 5º GRAU

Para a representação através do modelo de 5º grau tem-se a expressão:

$$P(v) = a \cdot v^5 + b \cdot v^4 + c \cdot v^3 + d \cdot v^2 + e \cdot v + f$$

Os coeficientes do modelo foram estimados pelo processo já referido, estando os resultados obtidos para as diferentes abordagens na

Tabela 9.

Tabela 9: Coeficientes das funções polinomiais de 5ºGrau, e o residual correspondente.

		Coeficientes						Residual
		a	b	C	d	e	f	
1 Direção	-	8,76E+06	-4,05E+08	5,92E+09	-2,81E+10	5,64E+10	-3,26E+10	5,50E+17
4 Direções	N	1,00E+07	-4,69E+08	7,10E+09	-3,76E+10	8,79E+10	-6,26E+10	2,31E+17
	E	6,76E+06	-3,06E+08	4,19E+09	-1,52E+10	2,00E+10	-5,12E+09	9,14E+16
	S	8,99E+06	-4,10E+08	5,88E+09	-2,63E+10	4,60E+10	-2,00E+10	1,06E+17
	O	6,76E+06	-3,06E+08	4,19E+09	-1,52E+10	2,00E+10	-5,12E+09	9,14E+16
8 Direções	N	1,06E+07	-4,90E+08	7,35E+09	-3,87E+10	8,92E+10	-6,06E+10	1,52E+17
	NE	-2,05E+07	4,86E+08	-3,86E+09	1,91E+10	-3,60E+10	1,87E+10	9,66E+15
	E	1,15E+07	-4,97E+08	6,83E+09	-3,02E+10	5,49E+10	-2,87E+10	2,00E+16
	SE	7,75E+06	-3,52E+08	4,89E+09	-1,94E+10	2,84E+10	-8,57E+09	9,55E+16
	S	1,19E+07	-5,18E+08	7,28E+09	-3,44E+10	6,50E+10	-3,34E+10	2,77E+16
	SO	8,37E+06	-3,84E+08	5,52E+09	-2,46E+10	4,49E+10	-2,22E+10	3,12E+17
	O	9,65E+06	-4,05E+08	5,38E+09	-2,22E+10	3,81E+10	-1,99E+10	1,64E+16
	NO	1,09E+07	-5,15E+08	7,85E+09	-4,26E+10	1,01E+11	-7,39E+10	9,65E+16

Os resultados para o modelo das funções polinomiais de 5º Grau estão representados graficamente, para as diferentes abordagens, na Figura 40, Figura 41 e Figura 42.

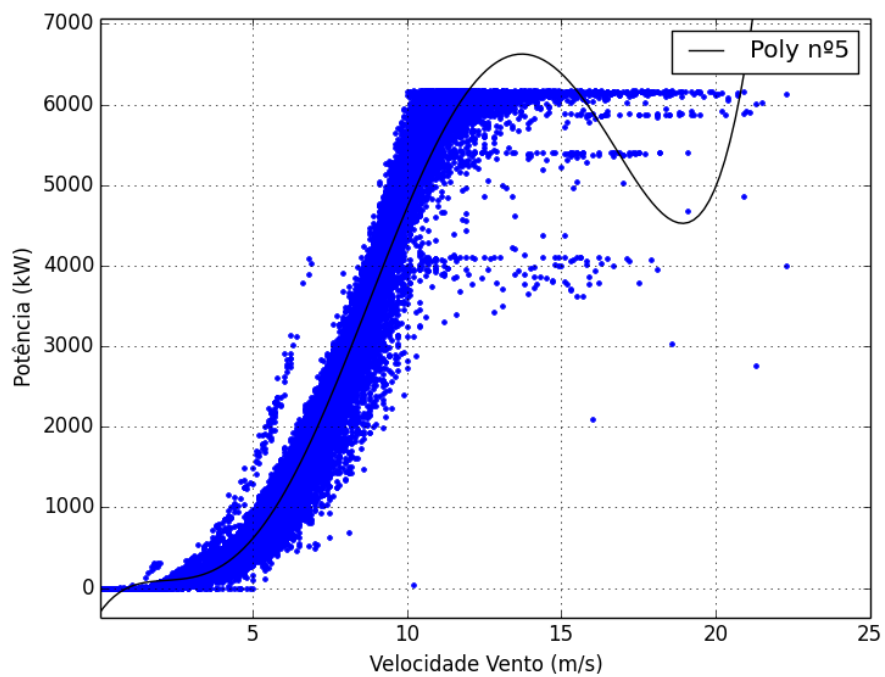


Figura 40: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 5ºGrau.

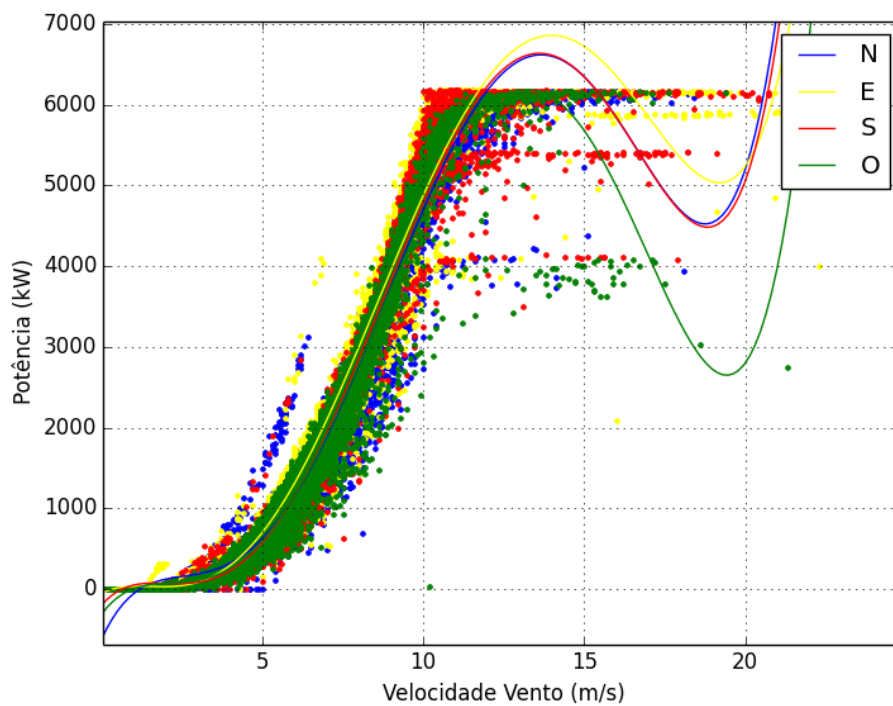


Figura 41: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 5ºGrau, para 4 direções: Norte, Este, Sul e Oeste.

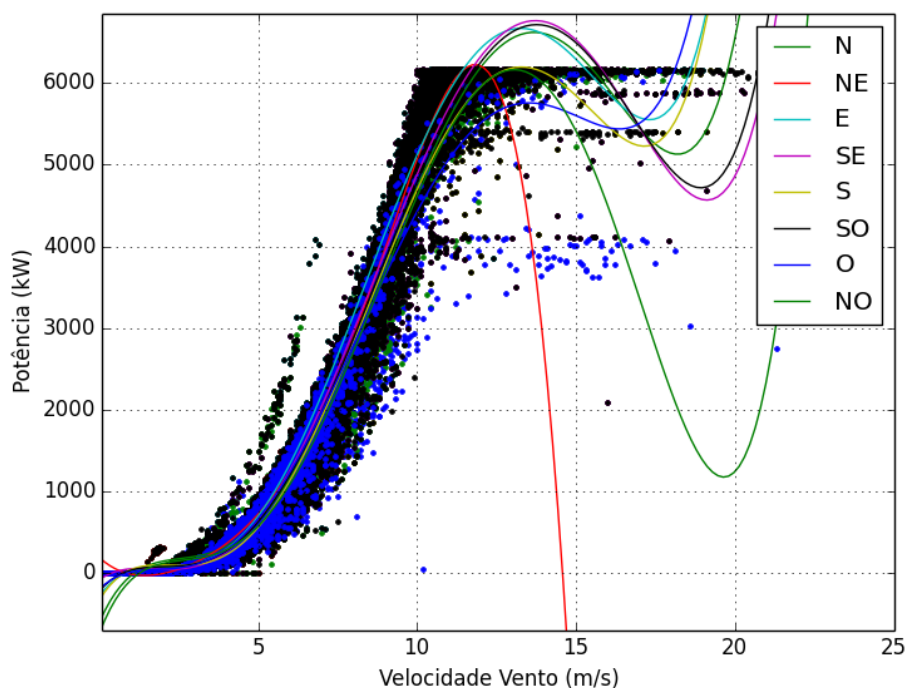


Figura 42: Gráfico do Modelo Curva de Potência com a função polinomial de 5º Grau, para 8 direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.

Graficamente como se pode observar nos gráficos da figura 39, 40 e 41, o modelo polinomial de 5º grau representa uma melhoria em relação aos modelos polinomiais anteriores. Para velocidades de vento elevadas, a potência tende para valores de potência zero, como acontecia nos modelos polinomiais anteriores.

Na Tabela 10, é possível reparar que o valor do índice residual tal como nos anteriores casos para a análise polinomial de 3º e 4º grau, é elevado mas tende a diminuir com a segregação dos dados da velocidade do vento.

Os modelos baseados em polinómios apresentaram limitações para valores da velocidade do vento superiores ao valor da velocidade de *rated-speed*, tornando-se assim necessário a procura de soluções alternativas às funções polinomiais. A avaliação gráfica da relação existente entre os valores da potência e valores da velocidade do vento, sugere o uso da função sigmóide para modelar essa relação, já que nesta função os valores da variável dependente (neste caso, potência) tendem assintoticamente para uma constante. A secção seguinte apresenta resultados da modelação via uma função sigmóide da relação existente entre a potência e a velocidade do vento.

4.4. MODELO PARAMETRIZAÇÃO PELA FUNÇÃO SIGMOIDE

A parametrização da função sigmóide usada neste trabalho apresenta-se em seguida:

$$P(v) = \frac{1}{i + e^{-k(v-x_0)}}$$

onde $P(v)$ é a potência produzida pelo parque, em unidade de kilo-watt, em função da velocidade do vento, v , em metros por segundo (m/s). Os coeficientes i , x_0 e k são estimados através da ferramenta computacional *python*, mais especificamente, através da função de *curve fitting*, que implementa o método dos mínimos quadrados não lineares, da biblioteca de *scipy*. O programa escrito para o efeito é o que se apresenta em seguida.

```
import numpy.  
from scipy.optimize import curve_fit.  
  
def sigmoid(x, i, x0, k):  
    y = (1 / (i + numpy.exp(-k*(x-x0))))  
    return y  
  
popt, pcov = curve_fit(sigmoid,  
    dados_x_velocidade, dados_y_potência,  
    maxfev=10000).
```

O arranjo *popt* contém os coeficientes (no índice 0 – i , índice 1 – x_0 , índice 2 – k), o arranjo *dados_x_velocidade* contém os valores de velocidade do vento e o arranjo *dados_y_potência* contém os valores correspondentes de potência do parque.

Executou-se, como os ajustes adequados, o mesmo código para as diferentes direções. A título de exemplificação, no caso da abordagem que segrega os dados por direção, para a direção Norte, por exemplo, os arranjos *dados_x_velocidade* e *dados_y_potência* apenas contêm valores de velocidade e potência correspondentes aos casos em que o vento apresenta o norte como direção.

As estimativas dos coeficientes da função, para as diferentes três abordagens, são apresentados na Tabela 11.

Tabela 11: Coeficientes da função sigmoide, para as três abordagens, sem segregação de direções, com segregação de 4 direções e com segregação de 8 direções.

		Coeficientes Sigmoide		
		i	x0	K
Sem Direções	-	1,54E+04	-4,91E+08	6,59E+07
4 Direções	N	1,46E+04	-5,74E+08	6,13E+07
	E	1,56E+04	-4,48E+08	6,94E+07
	S	1,60E+04	-3,83E+08	7,27E+07
	O	1,65E+04	-4,40E+08	6,90E+07
8 Direções	N	1,46E+04	-5,78E+08	6,13E+07
	NE	1,46E+04	-5,39E+08	6,39E+07
	E	1,54E+04	-4,30E+08	7,11E+07
	SE	1,57E+04	-4,09E+08	7,14E+07
	S	1,66E+04	-3,81E+08	7,29E+07
	SO	1,57E+04	-4,09E+08	7,06E+07
	O	1,77E+04	-4,42E+08	6,97E+07
	NO	1,60E+04	-4,83E+08	6,60E+07

As funções sigmóide estimadas estão representadas nas seguintes figuras: a Figura 43 ilustra a função sigmóide correspondente à primeira abordagem; na Figura 44 apresenta as funções sigmóides correspondentes à segregação dos dados em 4 direções (Norte, Este, Sul e Oeste); e na Figura 45 está representada a mesma informação mas relativa à abordagem para as oito direções. Nestes gráficos estão também representados os dados usados na estimação dos modelos (designados anteriormente de dados de treino), de forma a visualizar-se a relação intrínseca que as funções têm com estes dados.

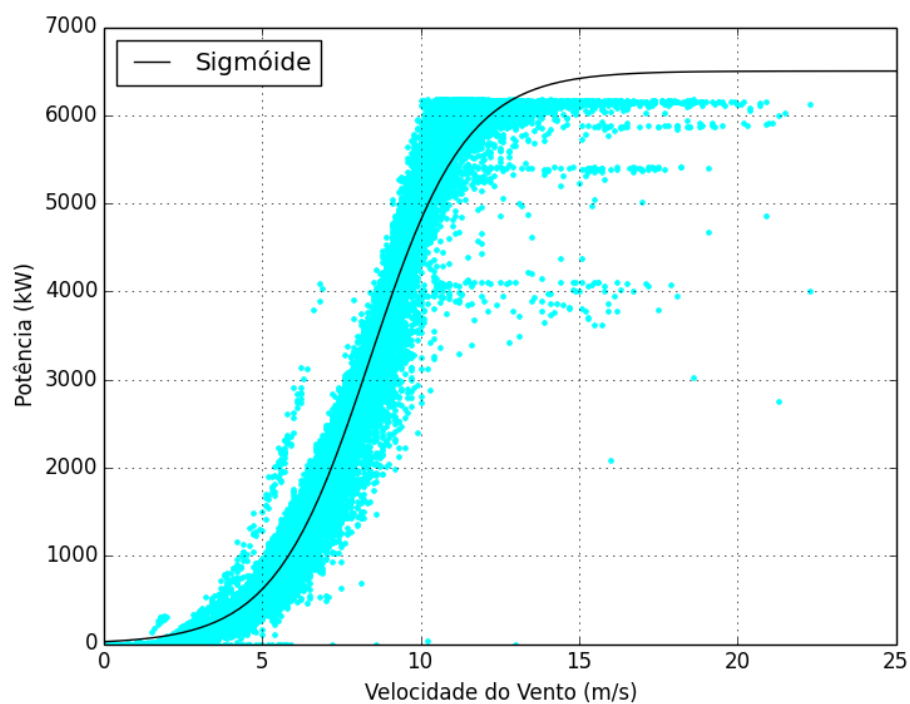


Figura 43: Modelo Curva de Potência com a função Sigmoide sem segregação da direção.

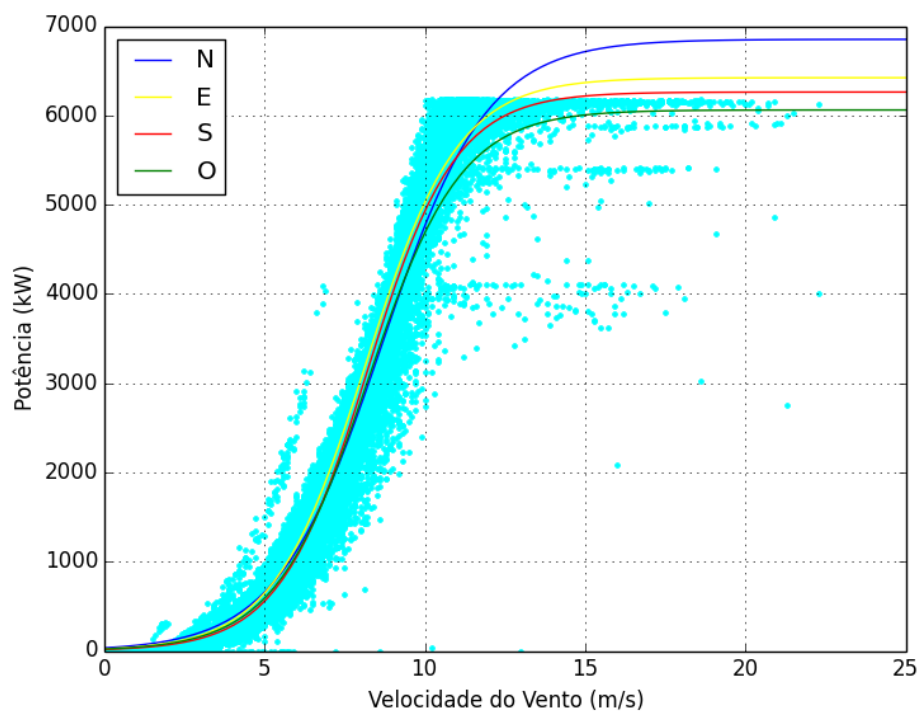


Figura 44: Modelo Curva de Potência com a função sigmoide para oito direções: Norte, Este, Sul e Oeste.

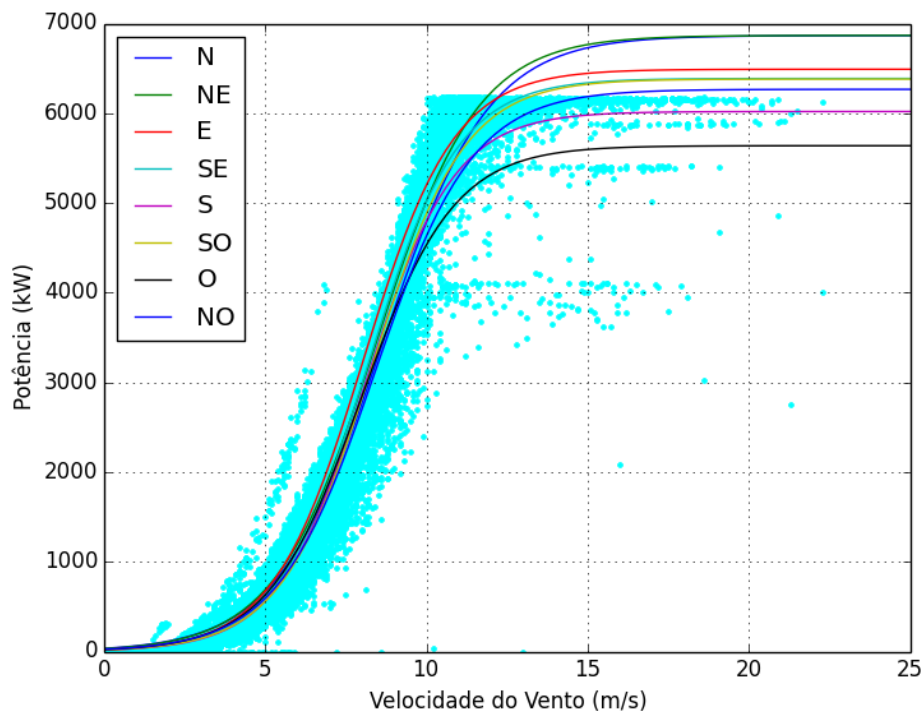


Figura 45: Modelo Curva de Potência com a função sigmoide para quatro direções: Norte, Nordeste, Este, Sudeste, Sul, Sudoeste, Oeste e Noroeste.

Este modelo por parameterização pela função sigmoide, representa um avanço em relação aos modelos polinomiais, visto que a curva de potência do parque ser similar à de um gerador e esta por sua vez ser muito semelhante a uma função sigmóide. Tal como se observa nos gráficos da Figura 42, 43 e 44, este modelo é consegue representar o parque para qualquer valor de velocidade do vento.

Este modelo foi considerado e realizado após a análise polinomial, pois embora conhecendo a curva de potência de um aerogerador e conhecendo a função sigmóide e sabendo que estas são similares, computacionalmente é mais acessível realizar a análise computacional.

Nas duas secções anteriores consideraram-se modelos paramétricos para modelar a potência produzida num PE em função dos valores da velocidade do vento. Na secção seguinte, apresenta-se um modelo não paramétrico, nomeadamente, redes neuronais artificiais para modelar a potência produzida no PE.

4.5. REDES NEURONAIS

Os modelos de redes neuronais são inspirados em estudos da neurociência, na capacidade de processamento de informação do cérebro humano. As redes neuronais artificiais são uma ferramenta da inteligência artificial cada mais aplicada na resolução de problemas das mais diversas áreas.

A unidade base destes sistemas, tal como na biologia são os neurónios, que biologicamente são células do sistema nervoso que têm a função de receber, analisar e transmitir as informações provenientes de estímulos e gerar uma resposta. Segundo a neurociência, os neurónios propagam informação, através de impulsos nervosos, reagindo à alteração da diferença de potencial Elétrico [5].

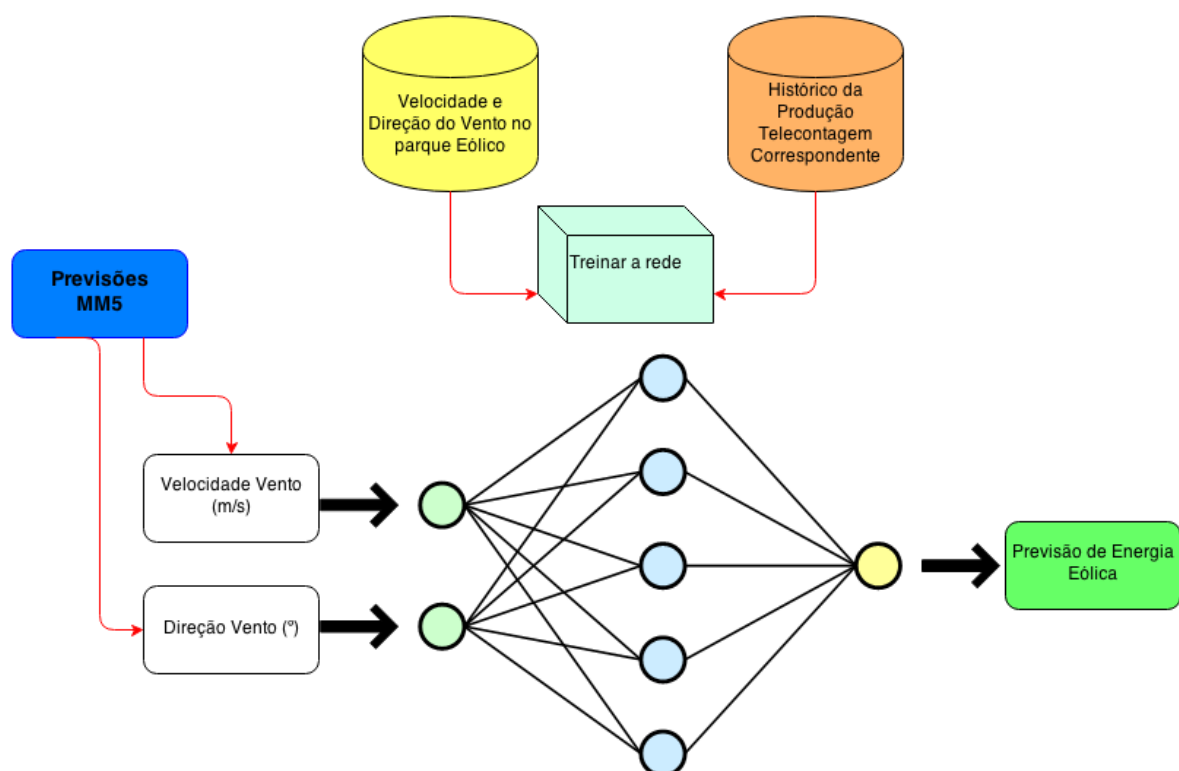


Figura 46: Diagrama da obtenção e da operação do modelo curva de potência através de redes neuronais.

Tal como se pode observar na Figura 46, o tipo de redes neuronais usado é constituído por três camadas de neurónios: uma camada de entrada, uma camada escondida e uma camada

de saída. Na camada de entrada, cada neurónio é responsável por cada dado de entrada. Assim, no caso do presente trabalho, existem dois neurónios na camada de entrada, um para os valores de velocidade do vento e outro para os valores da respetiva direção.

Na camada escondida o número de neurónios não é fixo, podendo este número variar entre dois até a várias dezenas, dependendo da especificidade do problema. Neste trabalho foram considerados diferentes números de neurónios nesta camada. Os resultados das experiências mostraram que 10 neurónios ou um número próximo deste, produzem resultados bastante satisfatórios.

A camada de saída é constituída por apenas um neurónio, neurónio este que está associado ao único valor de saída que, neste caso, é o valor de potência prevista. Esta saída é uma função não linear simples da soma das entradas ao neurónio.

As redes neuronais podem ser classificadas em dois tipos: do tipo *feedforward* e *feedback*. Nas do tipo *feedforward* os neurónios são independentes em cada camada, ou seja, não possuem ligações laterais entre si, e sua comunicação é realizada de forma unidirecional. Dito de outra forma, os neurónios de entrada comunicam para os neurónios da camada escondida e estes, por sua vez, comunicam para a camada de saída. [21].

As redes do tipo *feedback* possuem ligações da camada de saída para a camada de entrada, são também designadas de redes com realimentação.

4.5.1. PROCESSO DE TREINO DA REDE NEURONAL

Em cada conexão entre neurónios é atribuído um peso. Cada neurónio possui uma função transferência, sendo usual considerar uma função transferência do tipo sigmóide para os neurónios da camada escondida [22].

A rede neuronal é treinada com os dados de entrada e o respetivo *target* que, neste caso, são, respetivamente, a velocidade e direção do vento e o valor da potência registado para os valores de entrada correspondentes. O processo de treino da rede é iterativo e consiste no cálculo do valor do peso de cada conexão entre os neurónios, sendo o objetivo de cada iteração minimizar uma determinada medida de erro.

Para a execução computacional do treino da rede neuronal escreveu-se a seguinte função na linguagem computacional *python*.

```
import numpy as np.
import neurolab as nl.

#Criação da rede do tipo feed-forward com 2
#neuronios na camada de entrada, 10 na camada
#escondida e 1 na camada de saída
net = nl.net.newff([[0, 35], [0, 360]], [10, 1])

#Processo de treino
err = net.train(input, target, show=10, epochs=500,
goal=32)

net.save('PEPicoAlto_test1.ann')
```

A rede usada para este problema é do tipo *Feed Forward Multilayer Perceptron*, com 2 entradas. Os dados de entrada são automaticamente normalizados para o intervalo $[-1, 1]$, sendo apenas necessário indicar o intervalo de variação original. Para os valores de velocidade indicou-se o intervalo $[0, 35]$ e para os de direção o intervalo $[0, 360]$. Os valores *target*, isto é, os valores de potência têm também de ser normalizados para valores entre -1 e 1.

A biblioteca *neurolab* da linguagem computacional *python* permite abrir o ficheiro que contém a rede neuronal estimada (valores ótimos dos pesos) correspondente ao PE em estudo. Com esta informação é possível transformar um valor de previsão de velocidade do vento e direção num valor de potência eólica do parque.

Os resultados desta abordagem estão representados na Figura 46. De acordo com esta figura, a previsão, via redes neuronais de valores, de potência a partir de valores previstos do vento revelou-se bastante satisfatória para qualquer valor de velocidade do vento. Note-se que os resultados da modelação paramétrica, exibidos nas secções anteriores, evidenciaram um mau desempenho deste tipo de modelação para velocidades do vento superiores ao valor de velocidade de *rated-speed*.

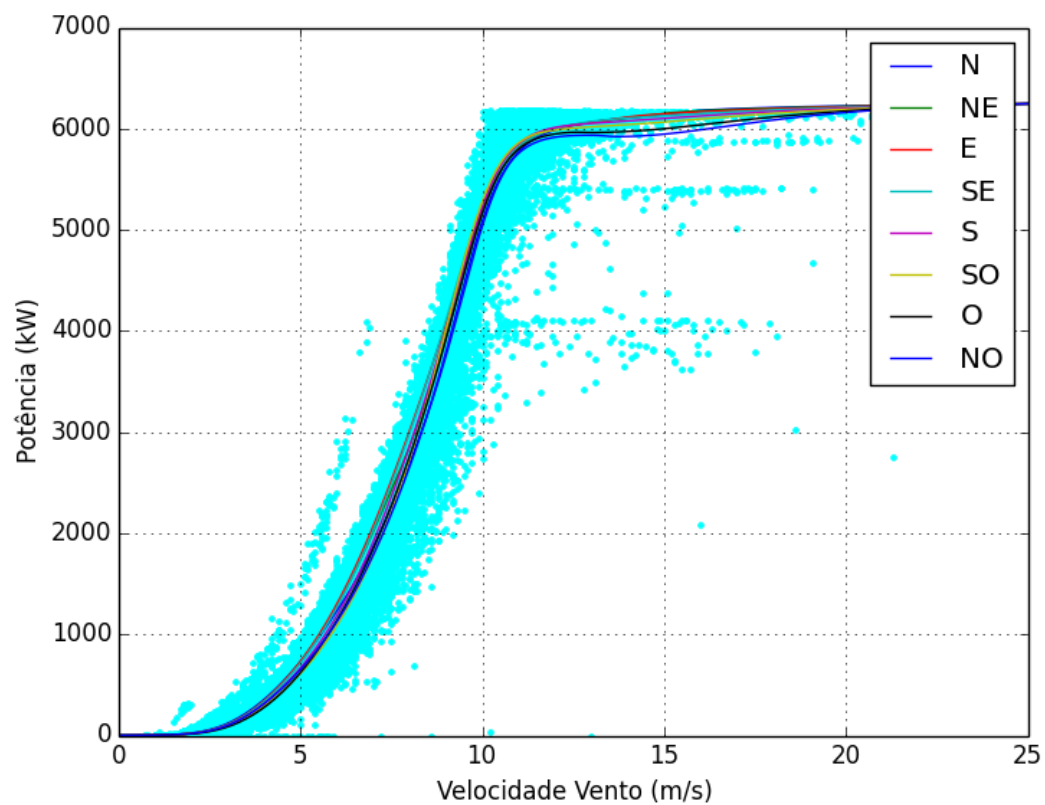


Figura 47: Modelo Curva de potência obtido com redes neurais.

Como mostra o gráfico na Figura 47, o modelo proveniente da rede neuronal apresenta uma boa aproximação para qualquer valor de velocidade do vento, ao contrário de outros modelos já abordados em que apenas modelavam bem a curva de potência do parque para um certo conjunto de velocidades do vento.

5. COMPARAÇÃO DOS MODELOS E CONCLUSÃO

5.1. COMPARAÇÃO DO DESEMPENHO DOS MODELOS ABORDADOS

Existem várias métricas que permitem avaliar e comparar o desempenho dos diferentes modelos estudados. Estas métricas são, geralmente, função do erro de previsão em cada instante t ($e(t + k|t)$), que é dado pela diferença entre o valor previsto e o observado:

$$e(t + k|t) = P(t + k) - \hat{P}(t + k|t)$$

Na expressão anterior k representa o horizonte de previsão.

Neste trabalho foram utilizadas as seguintes métricas de avaliação do erro:

- *Mean Absolute Percentage Error*, MAPE.

$$MAPE = \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e(t + k|t)|}{P_{med}} \cdot 100\%$$

onde P_{med} representa a potência observada.

Para o cálculo do MAPE foi escrita a seguinte função na linguagem *python*.

```
import numpy as np.

def mean_absolute_percentage_error_pmed(y_true, y_pred):
    temp=[]
    for k in range(len(y_true)):
        temp.append( np.abs( (float(y_true[k]) -
float(y_pred[k]) ) ) ) .
    some = np.array(temp) .
    out  = np.mean(some) .
    for j in range(len(y_true)):
        y_true[j]=float(y_true[j]) .

    y_true=np.array(y_true) .
    out= out/ np.mean(y_true) .

    return out * 100.
```

Esta função recebe, para cada modelo, os arranjos y_true e y_pred que correspondem aos dados de potência observados e previstos e retorna o valor do MAPE em percentagem.

- ***Normalized Mean Absolute Percentage Error***, NMAPE.

$$NMAPE = \frac{\frac{1}{N} \sum_{t=1}^N |e(t+k|t)|}{P_{inst}} \cdot 100\%$$

onde P_{inst} representa a potência instalada.

À semelhança do MAPE, foi escrita a função em *python*, apresentada em seguida, para calcular o valor do NMAPE para cada modelo e para as diferentes abordagens. Os parâmetros de entrada são os arranjos da potência registada e da potência prevista pelo modelo em causa e valor da potência instalada. Tal como o MAPE, esta função retorna o valor do erro em percentagem.

```

import numpy as np.

def mean_absolute_percentage_error_pinst(y_true, y_pred,
potênciaInstalada):
    temp=[].
    for k in range(len(y_true)):
        temp.append( np.abs( (float(y_true[k]) -
float(y_pred[k])) ) ) ).
    some=np.array(temp).
    out=np.mean(some).
    out= out/ potênciaInstalada.

    return out * 100.

```

Os valores do NMAPE e MAPE foram calculados para os quatro modelos propostos. Para os modelos polinomiais e sigmóide estas métricas são calculadas para as três abordagens (sem segregação, segregação com 4 direções e segregação com 8 direções).

Tabela 12: Avaliação e comparação do desempenho dos modelos de previsão propostos.

		NMAPE (%)	MAPE (%)
Curva Potência Fabricante		3.58	11.84
Poly 3ºGrau	-	19.94	198.00
	4 Dir	19.98	198.43
	8 Dir	20.49	203.49
Poly 4ºGrau	-	3.39	11.23
	4 Dir	3.28	10.87
	8 Dir	3.25	10.77
Poly 5ºGrau	-	2.70	8.91
	4 Dir	2.59	8.56
	8 Dir	2.65	8.75
Sigmóide	-	2.62	8.11
	4 Dir	2.45	8.11
	8 Dir	2.44	8.09
Rede Neuronal		2.06	6.90

Na Tabela 12 mostra os valores do MAPE e do NMAPE obtidos com o conjunto de teste (20% dos registos), referido anteriormente, para os vários modelos abordados. A ordem da tabela, representa a ordem dos modelos com que foram abordados, tendo partido do modelo de mais simples implementação, o modelo de curva de potência do fabricante para o modelo mais complexo ao nível de implementação. A discussão destes valores de MAPE e do NMAPE é efetuada no próximo sub-capítulo das conclusões desta dissertação.

5.2. CONCLUSÃO

Neste trabalho propuseram-se vários modelos para a previsão de potência de um parque eólico a partir de dados meteorológicos. Ainda durante os trabalho foi possível compreender o desafio que é prever a potência eólica de um parque. O desafio começa pela existência de volatilidade e pela complexidade associada do recurso do vento.

Todos os modelos abordados implementaram uma função paramétrica (linear e não linear) ou não paramétrica que permite transformar valores meteorológicos em valores de potência eólica.

A primeira solução, o modelo curva de potência do fabricante, também conhecido por *Aggregate-measured power curve*, é uma solução simples pois só tem em consideração informação relativa à velocidade do vento. A não consideração de dados históricos de produção tem como consequência o desprezo de fatores relevantes como a direção do vento e características do relevo. Os resultados obtidos com este modelo são bastante satisfatórios, e na ausência de dados históricos de produção é um modelo a ter em consideração.

A segunda solução considera funções polinomiais de várias ordens (3º, 4º e 5º grau) para modelar a potência de um parque eólico em função de dados meteorológicos. Nesta abordagem foram considerados modelos sem segregação dos valores por direção e com segregação dos valores para 4 e 8 direções. O polinómio de 3º grau foi o que apresentou pior desempenho. Embora com o aumento da ordem do polinómio os resultados melhorassem, a grande a maior diferença foi observada entre as funções polinomiais de 3º e 4º grau.

Embora fosse expectável que o desempenho dos modelos polinomiais fosse melhorando significativamente com o aumento do grau do polinómio e com a segregação dos dados por

direções, tal não se verificou. A segregação dos valores da direção do vento em 4 direções melhorou pouco os resultados, mas a segregação de quatro para oito direções não se revelou satisfatória, chegando mesmo a piorar nas funções de 3° e 5° grau.

A modelação através da função sigmoide apresentou resultados melhores que o modelo da curva de potência do fabricante e do que as funções polinomiais para velocidades de vento elevadas (superiores a 15 m/s, aproximadamente velocidade de *rated-speed* dos aerogeradores). Neste modelo a segregação revelou-se significativa. Os resultados foram melhorados ao segregar os dados por direção do vento em quatro direções. A segregação por oito direções melhorou ainda os resultados, embora forma não muito evidente.

O modelo baseado em redes neuronais apresentou os melhores resultados de todos os modelos, embora estes modelos necessitem de mais poder computacional e requeiram alguma perícia para afinar o modelo.

5.3. TRABALHO FUTURO

Após a realização desta dissertação é possível verificar que os resultados seriam interessantes se estes modelos fossem aplicados a outros parques eólicos com diferentes características, nomeadamente para parques mais complexos em termos de número de aerogeradores ou da influência do terreno.

Referências Documentais

- [1] A. Athanasia, *et al.*, "The Offshore Wind Market Deployment: Forecasts For 2020, 2030 And Impacts On The European Supply Chain Development," *Energy Procedia*, vol. 24, pp. 2-10, 2012.
- [2] IEA, "Technology Roadmap - Wind Energy," IEA - International Energy Agency 2013.
- [3] (1 outubro 2014). *ENERCON product overview*. Available: http://www.enercon.de/p/downloads/ENERCON_PU_en.pdf
- [4] B. P. Hayes, *et al.*, "Equivalent power curve model of a wind farm based on field measurement data," in *PowerTech, 2011 IEEE Trondheim*, 2011, pp. 1-7.
- [5] J. N. M. d. S. e. Sousa, "Previsão da produção eléctrica em parques eólicos," 2013.
- [6] M. Lydia, *et al.*, "A comprehensive review on wind turbine power curve modeling techniques," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 30, pp. 452-460, 2014.
- [7] S. REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A., "Dados Técnicos Technical Data 2013," Lisboa 2014.
- [8] "IEA 2013 Wind Energy Annual Report," *IEA WIND - International Energy Agency*, vol. IEA pp. 140-145, 2014.
- [9] D.-G. d. E. e. Geologia, "Renováveis Estatísticas Rápidas - nº 117 - Julho de 2014," Ministério do Ambiente, Ordenamento do Território e Energia 2014.
- [10] A. INEGI. (2014, 8 Outubro de 2014). *E2P - Energias Endógenas de Portugal*. Available: <http://e2p.inegi.up.pt>
- [11] I. I. d. E. M. e. G. I. A. A. P. d. Energias, "Parques Eólicos em Portugal - Dezembro 2013," 2014.
- [12] S. REN - Redes Energéticas Nacionais, S.A. (2013, 7 Setembro 2014). *A Energia Eólica em Portugal 2012*. Available:
- [13] I. W. International Energy Agency, *2012 Annual Report*: IEA, 2013.
- [14] I. W. International Energy Agency, *2013 Annual Report*: IEA, 2014.
- [15] (2014, 7 Outubro 2014). *Parques Eólicos em Portugal*. Available: <http://e2p.inegi.up.pt/>

- [16] "A energia Eólica em Portugal 2012," REN - Redes Energéticas Nacionais 2013.
- [17] X. Wang, *et al.*, "A Review of Wind Power Forecasting Models," *Energy Procedia*, vol. 12, pp. 770-778, 2011.
- [18] A. Botterud, *et al.*, "Wind Power Forecasting in U.S. Electricity Markets," *The Electricity Journal*, vol. 23, pp. 71-82, 2010.
- [19] I. Colak, *et al.*, "Data mining and wind power prediction: A literature review," *Renewable Energy*, vol. 46, pp. 241-247, 2012.
- [20] (7 Novembro 2014). *Python*. Available: <https://www.python.org/>
- [21] M. G. De Giorgi, *et al.*, "Error analysis of short term wind power prediction models," *Applied Energy*, vol. 88, pp. 1298-1311, 2011.
- [22] M. Lei, *et al.*, "A review on the forecasting of wind speed and generated power," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 13, pp. 915-920, 2009.

Anexo A. Ferramentas computacionais usadas

Para a realização deste trabalho, a principal ferramenta computacional para obtenção dos modelos foi a linguagem de programação *python*, sendo uma ferramenta *open-source* está acessível em: www.python.org.

Esta ferramenta permitiu efetuar a manipulação e análise dos dados meteorológicos e de potência provenientes dos sistemas SCADA dos aerogeradores para assim construir os modelos. *Python* é uma ferramenta de ser de alto-nível não necessita de compilador.

Para algumas operações é necessário a instalação das bibliotecas respectivas.

- Biblioteca *numpy* – para manipulação numérica.
- Biblioteca *matplotlib* – para construção dos gráficos.
- Biblioteca *neurolab* – para o uso de redes neuronais artificiais - disponível em: <https://pypi.python.org/pypi/neurolab>.

Anexo B. Calculo dos parâmetros de Weibul

Para o calculo do parâmetros de weibull é usada a seguinte função em python:

```
import numpy as np
import neurolab as nl
import matplotlib.pyplot as plt
from tkinter.filedialog import askopenfilename
import csv
from scipy.stats import dweibull
import scipy.stats as stats

print('Weibul parameters:')
print('Selecionar dados do parque em *.csv :')
file=askopenfilename();
print('File Selected: '+format(file))
fileCSV=open(file, 'rt')
data = csv.reader(fileCSV, delimiter=";", quotechar='|')
table=[];
for row in data:
    table.append(row)

A = np.array(table)
nTotal = len(table)

t1=[]
t2=[]
t3=[]
tt=[]
for i in range(nTotal):
    t1.append([])
    t2.append([])
    t3.append([])
    tt.append([])
    t1[i]=table[i][0] #indice 10 corresponde à Potencia
    t2[i]=table[i][1]
    t3[i]=table[i][2]
    tt[i]=table[i][3]
print('array submetidos');

t1np=np.array(t1);

for k in range(len(t1)):
    t1[k]=float(t1[k])
    t2[k]=float(t2[k])
    t3[k]=float(t3[k])
```

```

        tt[k]=float(tt[k])

# Distribuição de weibul
# turbina 1
stats.exponweib.fit(t1, floc=0, f0=1)
v1_1,v2,v3 = stats.weibull_min.fit(t1, floc=0)
p0_1, p1, p2=stats.weibull_min.fit(t1, floc=0)
ydata_t1=stats.weibull_min.pdf(np.linspace(0, 25,
len(t1)), p0, p1, p2)

# turbina 2
stats.exponweib.fit(t2, floc=0, f0=1)
v1_2,v2,v3 = stats.weibull_min.fit(t2, floc=0)
p0_2, p1, p2=stats.weibull_min.fit(t2, floc=0)
ydata_t2=stats.weibull_min.pdf(np.linspace(0, 25,
len(t2)), p0, p1, p2)

# turbina 3
stats.exponweib.fit(t3, floc=0, f0=1)
v1_3,v2,v3 = stats.weibull_min.fit(t3, floc=0)
p0_3, p1, p2=stats.weibull_min.fit(t3, floc=0)
ydata_t3=stats.weibull_min.pdf(np.linspace(0, 25,
len(t3)), p0, p1, p2)

# Para todo o parque
stats.exponweib.fit(tt, floc=0, f0=1)
v1_tp,v2,v3 = stats.weibull_min.fit(tt, floc=0)
p0_tp, p1, p2=stats.weibull_min.fit(tt, floc=0)
ydata_tt=stats.weibull_min.pdf(np.linspace(0, 25,
len(tt)), p0, p1, p2)

#Resultado dos parametros A e K:
print("Resultado dos parametros A e K:");
print("Aerogerador 1:")
print("A :"+format(v1_1))
print("K :"+format(p0_1))
print("Aerogerador 2:")
print("A :"+format(v1_2))
print("K :"+format(p0_2))
print("Aerogerador 3:")
print("A :"+format(v1_3))
print("K :"+format(p0_3))
print("Para todo o parque:")
print("A :"+format(v1_tp))
print("K :"+format(p0_tp))

```